

CÁMARA DE REPRESENTANTES
XLVIIa. Legislatura

DIVISIÓN PROCESADORA DE DOCUMENTOS

Nº 2011 de 2013

S/C

Comisión de Industria, Energía y Minería

FRACKING Y PLANTA REGASIFICADORA

Comparecencia de autoridades del Ministerio de Industria, Energía y Minería

Versión taquigráfica de la reunión realizada el día 18 de diciembre de 2013

(Sin corregir)

Preside: Señor Representante Carlos Varela Nestier.

Miembros: Señores Representantes Álvaro Delgado, Julio Battistoni, Felipe Carballo y Walter Verri.

Invitados: Por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, ingeniero químico Roberto Kreimerman, Ministro; doctor Ramón Méndez, Director Nacional de Energía; ingeniera agrónoma Alicia Torres, asesora y licenciada Analía Parra por la Universidad de Comunicación Institucional.

Por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, ingeniero Gonzalo Casaravilla, Presidente; ingeniero César Briozzo, Vicepresidente y doctora Ethel Ramón, asesora.

Por la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Pórtland, sociólogo Germán Riet, Vicepresidente.

Por Gas Sayago, señor Gonzalo Álvarez, asesor.

═════II═════

SEÑOR PRESIDENTE (Varela Nestier).- Habiendo número, está abierta la reunión.

La Comisión de Industria, Energía y Minería tiene el gusto de recibir al señor Ministro de Industria, Energía y Minería, ingeniero Roberto Kreimerman; al Presidente de UTE, ingeniero Gonzalo Casaravilla; al Vicepresidente de Ancap, sociólogo Germán Riet; al Vicepresidente de UTE, ingeniero César Briozzo; al Director Nacional de Energía, doctor Ramón Méndez; a la asesora del señor Ministro de Industria, Energía y Minería, ingeniera agrónoma Alicia Torres; a la asesora de UTE, doctora Ethel Ramón; al asesor de Gas Sayago, señor Gonzalo Álvarez y a la licenciada Analía Parra de la Unidad de Comunicación Institucional.

Agradecemos su presencia y la de tan distinguida y nutrida delegación, así como la actitud que usted y su Administración siempre han tenido por esta Comisión. Quiero destacarlo porque a esta altura del año recibir a tantas autoridades es realmente un signo de reconocimiento al trabajo de esta Comisión y al relacionamiento que siempre hemos tenido.

Han sido citados a los efectos de tratar dos temas: fracking y regasificadora, a solicitud de los señores Diputados Verri y Delgado.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Para nosotros es un gusto estar cerrando el año en esta Comisión con la cual también hemos trabajado y hemos tenido intercambios de información, leyes más o menos consensuadas, pero aprobadas y avanzadas, según los casos, y pensábamos que los temas eran de suficiente interés como para brindarles la información.

Con algunos de los señores Diputados conversamos en los días previos. Se trata, básicamente, de recoger y clarificar informaciones sobre los temas y las políticas que seguiremos trabajando en estos dos ítems tan importantes, que es lo que se nos solicitaba.

SEÑOR VERRI.- Agradecemos al señor Ministro su concurrencia a esta Comisión ya a finales de año. Hago mías las palabras del señor Diputado Delgado: en la coincidencia o en la diferencia, cuando fue necesario, siempre tuvimos en esta Comisión al señor Ministro Kreimerman y a todos quienes dependen jerárquicamente de él, para tratar los temas con la seriedad que estos requieren. Podemos tener diferencias en los enfoques o en la forma de ver las cosas del país, pero no en la manera en que hemos trabajado junto al Ministerio de Industria, Energía y Minería. Por lo tanto, también quiero sumarme al reconocimiento, cosa que creo que no pueden hacer con tanta frecuencia todas las Comisiones del Parlamento.

El tema que nos llevó a convocarlos refiere a la posibilidad de que en el Uruguay se utilice el método "fracking" para extraer gas o petróleo, tema que preocupa a la sociedad, fundamentalmente a aquellas organizaciones sociales vinculadas a la protección del medio ambiente y a aquellos ciudadanos que, como nosotros, no somos técnicos en la materia pero vivimos en departamentos del norte del país que es, precisamente, donde se están haciendo las prospecciones y donde se podría llegar a aplicar este método, en el caso de que se descubran yacimientos no convencionales, cuyo producto solamente pueda ser extraído a través de "fracking".

Queremos saber cuál es la política país en esta materia, hacia dónde vamos y cuáles son los acuerdos que se han firmado con esta empresa que está haciendo la prospección, en el caso de llegar a la explotación.

Todos sabemos que la aparición de nuevas técnicas para la extracción de gas y petróleo ha revolucionado el mercado energético. Este cambio se debe al "fracking", que

es una técnica no convencional, que consiste en la realización de fracturas hidráulicas entre los 2.000 metros y los 6.000 metros de profundidad. Se inyecta agua a alta presión en la roca, con agregados de arena y otros productos químicos.

Este sistema supone hacer un pozo vertical y luego un túnel horizontal por el que se introducen agua, arena y productos químicos. Se hace estallar la roca bajo tierra y ello provoca que se libere el gas o el petróleo y que suba a la superficie. Esta es, básicamente, la técnica del "fracking", aunque los técnicos dirán que tiene muchas más complejidades, y es verdad.

Lo que sucede es que cuando se empezó a aplicar esta técnica en una cantidad de países, principalmente en los de la Unión Europea y en los Estados Unidos, empezaron a ver que producía algunas consecuencias que pueden ser muy malas para el medio ambiente, como la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas.

Esto ha llevado a que algunos Estados de Estados Unidos y ciertos países de la Unión Europea hayan puesto a la actividad del "fracking" dentro de un sistema de moratoria. Es decir que se establece la prohibición por un determinado tiempo, hasta tanto se determine científicamente qué grado de afectación tiene el ambiente.

El primer riesgo ecológico refiere al uso del agua. Existe un peligro muy grande de contaminar el agua y las napas bajo tierra. A su vez, para hacer el pozo, ya se necesitaba agua. A esto se agrega una cantidad de partículas y sustancias químicas tóxicas y potencialmente tóxicas que quedan bajo tierra, cercanas a las fuentes de agua, por lo que obviamente hay posibilidades de contaminación del agua, del suelo y del subsuelo, lo que sería incontrolable.

A pesar de la poca información suministrada por las empresas operadoras, numerosas sustancias utilizadas como aditivos han sido clasificadas por organismos de control europeos como de "atención inmediata" debido a sus efectos potenciales sobre la salud y el medio ambiente. En particular, diecisiete sustancias han sido clasificadas como tóxicas para organismos acuáticos: treinta y ocho son tóxicas agudas, ocho son cancerígenas probadas y otras seis son sospechosas de serlo, siete son elementos mutagénicos y cinco producen efectos sobre la reproducción.

En los análisis realizados a los flujos de retorno se suelen encontrar elevadas concentraciones de metales pesados, radioactividad y materiales radiactivos de origen natural. Es muy común que estas rocas contengan sustancias muy peligrosas, tales como mercurio, plomo, radón, radio, uranio y otros elementos radiactivos.

Además de todo esto, existen otros problemas, como la gestión de residuos y el uso excesivo de agua, porque la fractura hidráulica requiere enormes cantidades de agua, primero para enfriar, lubricar y extraer la tierra durante la perforación y después sobre todo en la inyección de agua presurizada, junto con los productos químicos, para la creación de las fracturas. Se estima que en un único pozo se consumen entre 9.000 metros cúbicos y 29.000 metros cúbicos de agua.

Otro problema son las emisiones de gases de efecto invernadero, metano y CO2.

Asimismo, hay impactos asociados, como el aumento de transporte de productos químicos por las rutas.

Entre los aditivos químicos utilizados se encuentran benzenos, xilenos ó cianuros, hasta llegar a unas quinientas sustancias químicas, muchas de ellas cancerígenas, mutagénas, y con otras propiedades altamente preocupantes, si bien el riesgo depende de la concentración.

En nuestra región Argentina, Uruguay, Paraguay, Bolivia y Brasil han puesto mucho interés en la cuenca chacoparanaense como reservorio de estos hidrocarburos. La prueba es que Ancap está haciendo las prospecciones allí. Esta cuenca está, precisamente, debajo del Acuífero Guaraní, que contiene el 20% del agua dulce del mundo. Las probabilidades de que haya un impacto sobre este acuífero son muy altas porque eso es algo que ha ocurrido en otros lugares del mundo. Tanto Uruguay como Argentina deberán enfrentar estos riesgos si avanzan y deciden comenzar a utilizar el "fracking".

En octubre de 2009, Ancap firma un contrato Con la empresa estadounidense Schuepbach Energy para prospección de gas en rocas de esquisto. Esto se inscribía en las intenciones de extraer ese tipo de gas en un área de 10.000 kilómetros cuadrados del subsuelo de los departamentos de Durazno, Tacuarembó, Paysandú y Salto.

En febrero, el Ente firmó con Schuepbach un contrato de exploración y explotación sobre un área 400.000 hectáreas, mayor aún a la anterior.

El Ministerio de Industria, Energía y Minería ha negado el acceso a ese último contrato, por tratarse de información confidencial, pero nosotros queremos hacerles algunas preguntas vinculadas a este tema.

¿Cuáles son los contratos firmados por Ancap con la empresa Schuepbach? ¿Estos contratos son para explorar la existencia de hidrocarburos no convencionales en el subsuelo uruguayo? Si son para explorar, ¿también tienen la posibilidad de explotar? ¿Ancap aprueba la extracción de hidrocarburos no convencionales por el método "fracking"? Si el socio de Ancap, que según nuestra información hace un contrato para explorar y explotar los yacimientos, decide aplicar el método "fracking", ¿cómo se resuelve el diferendo?

¿Por qué Ancap firma contratos que en algún momento podrían llegar a vulnerar el derecho de decisión soberana del país? Uno se imagina haber firmado un contrato -no sé si es así, pero me gustaría que me lo explicaran- en el que Ancap se asocia con esta empresa a la hora de explotar los yacimientos. Esta empresa es especialista en "fracking". Si la empresa dice que la única forma de extraerlo es por este sistema, ¿cuál es la salvaguarda que tiene el país para evitar llegar a ese sistema? Obviamente, lo primero que deben responder es si Uruguay está dispuesto a utilizar el método "fracking", si lo descartaremos definitivamente o si podríamos llegar a una moratoria, como ya hay un proyecto de ley presentado en el Senado, que no ha sido tratado, que podría ser una alternativa transitoria hasta que el mundo avance en la investigación de esta técnica.

Son muchas dudas; ojalá podamos ir resolviéndolas a lo largo de la reunión a fin de que queden las cosas claras. Obviamente, van a surgir más preguntas a raíz de las respuestas que ustedes vayan dando.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- En primer lugar, daremos un enfoque y luego vamos a ir contestando las preguntas porque efectivamente trajimos la información ya que podía darse que el señor Diputado nos preguntara al respecto. Iremos respondiendo con la delegación que nos acompaña, ya que parte de ella ha trabajado en este tema.

Como ustedes saben, estamos trabajando; no vamos a hacer una introducción completa pero sí vamos a recordar que estamos siguiendo los lineamientos de la política estratégica en energía que hemos acordado en el año 2010 y que hemos desarrollado intensamente en estos años. Esa política tiene cuatro ejes, veinte o treinta acciones -que hoy son más- y muchas concreciones; en verdad podríamos enfocarla de una manera concreta visualizando cuáles son las acciones que se llevaron y se están llevando a cabo

en ese sentido. Hay seis acciones principales que estamos implementando fuertemente para esta verdadera transformación energética que necesitaba el país, y entre inversiones y conocimiento de nuestras posibilidades, de nuestros recursos, el objetivo básico es el de la búsqueda de una mayor oferta de energía, una mayor diversificación de esa fuente de energía y una mayor soberanía energética a través del uso de recursos propios, tanto sean renovables como no renovables. Una de ellas es la construcción del marco institucional regulatorio en el que se ha trabajado en años anteriores y en el que se sigue trabajando. Otra es la fuerte introducción de energías renovables. Al respecto, contamos con la ventaja de tener una excelente imagen país, muy buenas empresas públicas y ofrecer un mecanismo adecuado como los contratos de largo plazo que nos permiten estar introduciendo fuertes cantidades de energía eólica, e introducir el año próximo energía fotovoltaica, biomasa y biocombustibles entre las energías renovables. La tercera es la transformación del sector eléctrico que tiene dos etapas claves: el respaldo de generación -sobre lo que hablaremos en la segunda parte de esta sesión, que tiene que ver en buena parte con la planta regasificadora aunque no exclusivamente- y la transformación estructural del sistema dirigida a energías más limpias. Esto es fundamental para Uruguay en un mundo que mide cada vez más las trazas de carbono. La estrategia es totalmente adecuada a nuestro país y refuerza, con obras de fuerte impacto ambiental como las plantas desulfurizadora y regasificadora, todo el tema energético. Lógicamente, buscamos la reducción y estabilización de los costos y la reducción de la vulnerabilidad frente a los cambios climáticos.

En cuarto lugar está la planta regasificadora, a la que nos referiremos, como ya mencioné, en la segunda parte de esta reunión. En quinto término, se encuentra la fuerte promoción de la eficiencia energética. En este sentido, a través de un cambio impositivo que se hizo hace ya tres años, se favorecieron los valores de compra de los autos pequeños al disminuir los impuestos, compensando esa acción con los autos de mayor cilindrada. Al respecto, hemos logrado interesantísimos resultados que se ven en la calle. La tendencia mundial también ha ayudado, y estamos viendo cómo está cambiando el parque automotriz. Este es un nuevo récord de crecimiento que no para, ya que este año se van a vender más de cincuenta mil autos, y más del 20% son de menores cilindradas, los que están favorecidos por la disminución de los impuestos específicos.

En sexto lugar se encuentra la fuerte inversión en la búsqueda de los recursos propios. El viento, el sol, las energías renovables, son recursos propios y aportan a la soberanía del país. En este sentido, también se apunta a investigar lo que tiene el subsuelo uruguayo y la plataforma marítima uruguaya. Recordemos que pasamos de ser un país no considerado en el mundo petrolero -a mí me tocó estar en el congreso mundial de petróleo- a tener una imagen muy importante que permitió la venida de empresas de primer nivel mundial como Total, British Petroleum, British Gas, Tullow e inversiones que van a rondar los US$ 2.000:000.000 en la investigación de nuestra plataforma marítima en los bloques que han sido adjudicados. Esto último tiene especial importancia porque nuestra matriz energética, debido a la falta de lluvia en algunos años -aunque en otros han sido abundantes-, ha tenido una influencia del 62% de la generación de energía. Se comprenderá que ese 62% implica casi el 27% de nuestras importaciones de las últimas dos décadas, que han sido dirigidas al petróleo. Esto significa estar condicionando el crecimiento económico del país con la obtención de divisas por un lado y la fuerte dependencia de los cambiantes precios del petróleo por el otro, que ahora están más estabilizados pero que de todas maneras han sido fuente de toda la geopolítica y los problemas que conocemos en el mundo. Yo diría que en este período hemos logrado abordar unas cuantas de estas acciones, y el objetivo de conocimiento de fuentes autóctonas y diversas, que está marcado en los acuerdos interpartidarios. Todavía falta,

porque hay algunas que no hemos podido completar, pero los planes estratégicos son con mirada al año 2030 por más que nos pongamos como objetivo el 2015. En lo que tiene que ver con el petróleo, el objetivo 2015 es bajar la dependencia del 62% de nuestra matriz primaria; en la eléctrica, bajar el 30% de dependencia del petróleo y seguir reduciendo esa dependencia

Uruguay es un importador neto de hidrocarburos, lo que tiene una gran repercusión en la economía nacional. Por otro lado, la posible existencia de hidrocarburos en nuestro suelo sea en tierra o en mar es lógicamente una posibilidad de desarrollo económico y social muy importante. Los ejemplos de otros países son unos cuantos, pero tenemos que mirar los casos de los países que han manejado en forma adecuada los recursos extractivos. En ese sentido, ahora tenemos acuerdos firmados, por ejemplo, con Noruega para avanzar en el conocimiento y la regulación de todo el marco petrolero, que ha sido siempre un motor de desarrollo y de crecimiento muy importante de la sociedad. En ese aspecto hay varias técnicas, como la que mencionaba el señor Diputado, y una variedad de situaciones jurídicas en el mundo con muy alta aplicación en algunos países y prohibición en otros. Lo que estamos considerando aquí es una variedad de técnicas y posibilidades y un conocimiento que tenemos que desarrollar

Nosotros, como país, tenemos complejos que son bien importantes como, por ejemplo el complejo alimenticio, que implica el 38% de nuestra producción y el complejo de las TICS, con un porcentaje de mano de obra importantísima. Les llamamos complejos porque no se trata de cadenas productivas sino de conglomerados de producción académicos, empresas, regulaciones, normas, y toda una serie de elementos que implican enfoques sistémicos completos. Entonces, apostamos a ese enfoque sistémico, completo, que mencionaba anteriormente. En ese sentido, el Poder Ejecutivo, por medio del Decreto Nº 148/13, con el cometido de estudiar y evaluar las tecnologías incorporando el seguimiento de la experiencia internacional, considerando sus efectos sociales, económicos, ambientales y tecnológicos -que como bien decía el señor Diputado Verri preocupan a la sociedad-, ha conformado una Comisión para el estudio de las diversas técnicas. Lo más actual se llama "el estado del arte" y tiene que ver con el conocimiento técnico e institucional -nos interesa mucho la parte institucional porque los recursos extractivos son una bendición o una maldición de acuerdo a cómo se manejen-, que es fundamental. Esta Comisión, integrada por miembros de los Ministerios de Industria, Energía y Minería y de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, y por Ancap ya ha sido designada y está trabajando en la búsqueda de todos los antecedentes y estudios internacionales sobre estos temas.

Antes de continuar -luego volveremos a hacer referencia a las políticas que se implementarán-, quiero decir que el Poder Ejecutivo ya se ha preocupado por este tema, de una forma muy seria y profunda. En ese sentido, más adelante expondremos nuestro cronograma y las políticas a llevar a cabo.

Como dije, estamos trabajando en base al Decreto a que hice referencia anteriormente, por lo que quisiera que el señor Vicepresidente de Ancap contestara las preguntas que se formularon e hiciera referencia a las políticas implementadas por el Poder Ejecutivo, atendiendo a las nuevas exploraciones que el país pueda llevar adelante, como así también las tradicionales.

SEÑOR RIET.- Obviamente, no me voy a referir al marco político, que es preocupación del Poder Ejecutivo y del que los Directores somos parte, ya que debemos seguir las políticas energéticas que este indica a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Por lo tanto, voy a referirme en forma concreta a la visión de empresa que, por supuesto, debe ser una visión país, ya que no están separadas.

Agradecemos la invitación que hace meses fue realizada, aunque que no se había podido concretar debido a que todos estábamos muy ocupados. En ese sentido, quiero señalar algo que creo que es importante: Ancap ha sido proactiva con este tema, sabiendo que es algo que preocupa a los productores, a la sociedad en general y a quienes se interesan por el medio ambiente, que deberíamos ser todos.

En realidad, Ancap ha estado haciendo pozos, exploraciones y contratos con empresas para llevarlas a cabo, por lo que ha concurrido a realizar este tipo de presentación, por ejemplo, a las Juntas departamentales de Tacuarembó y Paysandú, a los efectos de que el sistema político y las fuerzas vivas de esos departamentos que se ven afectadas estuvieran informadas sobre el tema.

En ese sentido, enviamos técnicos, quienes me suministraron las presentaciones realizadas, las cuales resumimos a los efectos de informar a la Comisión.

Como los señores Diputados habrán observado, entre los integrantes de la delegación no hay geólogos o abogados de Ancap -aunque sabíamos que estos temas se iban a plantear- por lo que voy a dar la versión del Directorio político, ya que no soy un técnico.

A continuación, voy a presentar un power point, haciendo énfasis en lo más importante.

Como todos saben, Ancap se rige por el Código de Minería, que fue actualizado en abril de 2012. En ese sentido, el literal a) del artículo 7º de la Ley Nº 15.242 dice: "a) Yacimientos de combustibles fósiles que incluye petróleo, gas natural, hulla, lignito, turba, rocas pirobituminosas y arenas petrolíferas;"; y Ancap es el organismo competente para las actividades correspondientes a esta clase. Asimismo, esta Ley establece que Ancap podrá ejecutar la actividad minera mediante la contratación con terceros a nombre del ente estatal y que esta podrá revestir cualquiera de las formas utilizables, inclusive, las que ponen todo el riesgo económico a cargo del contratista. Además, las bases de contratación deben ser autorizadas por el Poder Ejecutivo, quien también deberá aprobar el contrato, es decir, el Ministerio de Industria, Energía y Minería, aunque tengo entendido que también llevará la firma del Presidente de la República.

Por otro lado, la selección del contratista se puede hacer mediante concurso de ofertas o licitación pública, aunque se puede prescindir de esos procedimientos y realizarse contrataciones directas, si se cuenta con la autorización del Poder Ejecutivo. Además, la retribución al contratista puede llevarse a cabo en especie.

El marco legal que establece esas disposiciones es el Decreto Nº 454/006, que está vigente para la exploración "onshore" en tierra. Además, se cuenta con decretos específicos para las Rondas "offshore" del año 2009, y la Ronda II -así la hemos denominado-, realizada en 2011 y 2012.

A continuación, voy a referirme a los contratos "onshore". Ancap suscribió contratos para llevar adelante actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en tierra firme con dos empresas: Schuepbach Energy -norteamericana- y Total, que es francesa. Dichos contratos abarcan los hidrocarburos convencionales y no convencionales, que es el contrato tipo de Ancap, ya que no es específico para estas empresas.

Asimismo, se destaca que contienen una definición muy general de los que son los hidrocarburos; inclusive, los no convencionales se definen de una manera muy simplista, como los contenidos en yacimientos no convencionales. Quizás esto se reitere más

adelante, pero quiero aclarar que, más allá de la preocupación por conocer lo que hay en nuestro subsuelo, quiero decir, que esto no está dirigido, necesariamente, al shale gas, porque, por ejemplo, el petróleo pesado o extrapesado se considera no convencional.

En realidad, esos contratos establecen la actividad minera, y el contratista debe presentar al denominado Comité de Administración -integrado por Ancap y el contratista- un programa de trabajo, el cual deberá contener las operaciones petroleras que se llevarán a cabo en el año calendario. Cabe aclarar que dicho Comité debe tomar sus decisiones por unanimidad y, como está planteado, Ancap tiene derecho a veto. En base a lo expuesto, se afirma que para que un contratista en etapa de explotación pueda realizar "fracking" debe tener el visto bueno de Ancap. Además, para iniciar la actividad minera debe contar con todos los permisos y autorizaciones exigidos por las autoridades competentes.

Asimismo, se destaca la necesidad de contar con la autorización del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente. En este sentido, el contratista, previo a iniciar los trabajos, deberá presentar su proyecto a la Dinama, quien lo evaluará y calificará, determinando, en última instancia, si esa actividad se podrá llevar adelante y bajo qué parámetros. O sea que se deberá tener el visto bueno de Ancap y la Dinama.

Por otro lado, quiero aclarar que Ancap está teniendo en cuenta el marco legal ambiental, que es presentado a las empresas. Además, las empresas, Ancap y la Dinama trabajan en conjunto para resolver estos temas.

También quisiera mencionar que la realización de las actividades debe ser compatible con la conservación del medio ambiente y que se deben exigir las técnicas más avanzadas para prevenir perjuicios. Consecuentemente con esa premisa, cabe agregar que Ancap cuenta con una política específica que tiene que ver con toda la actividad petrolera, que apunta a orientar los planes, programas y operaciones de las empresas, en todas las etapas y con las mejores prácticas disponibles en materia de conservación y protección ambiental. Por ejemplo, algunas emanaciones gaseosas de los hidrocarburos son perjudiciales para la salud; inclusive en la producción a través del estilo "fracking" se extraen metales pesados, que también están presentes en el petróleo convencional que ingresa al país para ser utilizado. En dicho petróleo hay, por ejemplo, banadio y cromo, los cuales se van eliminando mediante distintos procesos a efectos de que no lleguen al medio ambiente.

Las imágenes que están a continuación corresponden a la normativa ambiental, cuyos trámites deben llevarse a cabo ante la Dinama, que es la que califica el proyecto en A, B o C. Concretamente, lo que se realiza son pozos de exploración, y para la producción se llevan a cabo pozos de limitación y desarrollo. Además, se realizan instalaciones de producción; por ejemplo, en el caso del "fracking", como se inyecta arena y hay mucha agua, se produce un gran movimiento en la superficie del terreno; inclusive hay una gran cantidad de camiones en la zona, por lo que es necesario realizar una evaluación ambiental, al igual que en las instalaciones petroleras para realizar búsquedas "offshore". Sin duda, se debe evaluar el impacto que pueden ocasionar las plataformas petroleras que se pondrán en el mar -u otras actividades-, como así también cómo se van a acumular y a transportar el petróleo y el gas que ojalá encontremos en alguna parte del país.

Cabe recalcar que para el abandono de las instalaciones también se deben realizar estudios, ya que en caso de ser necesario se debe evaluar el reacondicionamiento y recuperación del medio ambiental.

¿Cómo se busca petróleo? ¿Qué estamos haciendo en Uruguay, ya que se descubrió hidrocarburo, y parece que la gente está esperando que salga un chorro de petróleo? En realidad, en este momento estamos generando conocimiento, por lo que se están realizando estudios que permitan conocer la geología de la cuenca; se están llevando a cabo estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos de la superficie y para conocer el subsuelo. Por lo tanto, con dichas perforaciones solo se pretende conocer los aspectos geológicos del subsuelo. Pero luego de extraídas las muestras, se realizan estudios de laboratorio a efectos de conocer la historia térmica de la zona.

Obviamente, el objetivo de todo esto es saber si hay un sistema petrolero, o no; lo que se pretende es descubrir si hay una roca madre generadora de hidrocarburos que, efectivamente, fue lo que se detectó en mar y tierra. Por lo tanto, lo que falta determinar es si la temperatura y la forma en que evolucionó esa generación de hidrocarburos está almacenado en rocas, reservatorios o trampas; también hay que saber si maduró y se quedó ahí, o si escurrió por las distintas capas geológicas.

En la imagen que estamos observando, en la parte superior, que está en color rojo, figuran las acumulaciones convencionales de petróleo o gas, y la línea oscura indica dónde se suelen encontrar los hidrocarburos, en rocas que son poco permeables. Esa es la gran diferenciación que se presenta, y que fue planteada al principio de la sesión por el señor Diputado. Además, esa es la gran diferencia que existe entre los hidrocarburos convencionales y los no convencionales.

Por otro lado, ¿cómo se llevan a cabo las técnicas de desarrollo y explotación? En las convencionales, se agujerea una capa para hacer un pozo con petróleo y gas; además, se realizan fracturas hidráulicas y se lleva a cabo la acidización. En realidad, la fractura hidráulica se utiliza desde la década del cincuenta para los pozos convencionales. Inclusive, si bien se comienza por pozos verticales dirigidos, después se hacen pozos horizontales. El pozo de Neuquén, en el cual somos explotadores en un 20%, tiene un pozo vertical y todo un desarrollo horizontal para extraer más petróleo. En los distintos pozos de la faja del Orinoco me mostraron el mismo esquema. Luego tienen como las raíces de una planta o de un árbol. El petróleo convencional también se extrae de esa manera.

La gran diferencia con la acumulación no convencional es que la fracturación hidraúlica se hace de manera masiva y sistemática. Eso es lo que se ha practicado en Estados Unidos, en Canadá, en Brasil. Al mismo tiempo que las juntas de Tacuarembó y Paysandú se expresaban en contra del "fracking", Brasil hacía una licitación para la exploración de no convencionales, incluyendo parte de la cuenca del Acuífero Guaraní. El caso de Argentina ya lo hablamos.

Entonces, en el convencional hay una roca generadora que expulsa los hidrocarburos, que se concentran en un lugar poroso, permeable; luego, se encuentra en forma líquida o gaseosa, donde se llega con el pozo vertical u horizontal.

En cambio, lo vemos en el dibujo de abajo, en las acumulaciones no convencionales pueden suceder dos cosas: que la roca generadora no haya expulsado los hidrocarburos, quedando dentro de ella, o que el reservorio esté muy compactado y apretado. Entonces, la porosidad y la permeabilidad son muy bajas. La fracturación hidráulica con agua, con arena, con productos químicos a alta presión pretende romper eso y que libere.

La imagen siguiente expresa muy gráficamente las reservas actuales. En el color más claro se ve el petróleo y gas convencional. Vemos que en el mundo hay reservas mucho más extensas y amplias de no convencionales. Entre los no convencionales no solo están el Shale Oil & Gas y el Tight Oil & Gas, que son los que están de moda, sino

también el gas de carbón, la lutitas bituminosas, los hidratos de gas y el petróleo extra pesado.

La característica de los convencionales es que tienen menor volumen que las reservas no convencionales, tienen una mayor permeabilidad, mayor recuperación y -esto es muy importante- un menor costo de desarrollo. Si hoy hiciéramos un pozo convencional "onshore" de 1.000 o 1.500 metros, saldría US$ 3:000.000. Si pensáramos hacer una exploración no convencional, deberíamos multiplicar esta cifra por diez; fácilmente deberíamos pensar en US$ 20:000.000 o US$ 30:000.000, y cosas mucho más complejas. Además, habría que hacer muchos más pozos. Hay que decir -lo digo ahora para que después no digan "Ancap no nos dijo"- que los pozos no convencionales están demostrando una declinación de la producción mucho más rápida que la de los convencionales. Como la parte de abajo es mucho más amplia, lo que está ocurriendo hoy en Estados Unidos es que los pozos no convencionales declinan más rápido. Sin embargo, siguen haciendo cientos o miles.

El siguiente cuadro muestra el papel que está teniendo la producción de gas en Estados Unidos, con el Shale Gas y la parte marrón que la sigue en el cuadro de arriba. Ojo que esto va hasta el 2040. La realidad va hasta el 2011 y un poquito más. Ustedes están enterados de esto y de lo que ha bajado el gas de US$ 12 o US$ 13 a US$ 2 por esta presencia del gas. Esto ha creado un problema económico en Estados Unidos acerca de si vale o no la pena invertir en gas.

En Estados Unidos sigue muy fuerte la inversión en el petróleo porque sigue teniendo precios en el entorno de los US$ 100.

En la imagen siguiente vemos una línea azul que representa a los acuíferos, que suelen estar entre 150 y 350 metros, a lo sumo. Por el contrario, el no convencional suele estar mucho más profundo. Esto tiene que verse en cada pozo, en cada estudio; tendrá que analizarlo el productor, el comité de administración de Ancap y la Dinama.

Condiciones técnicas requeridas para la explotación de reservorios no convencionales: tiene que haber un suficiente espesor de la roca generadora, suficiente cantidad y apropiada calidad de materia orgánica, suficiente madurez, suficiente volumen de hidrocarburos retenidos, adecuada composición de la roca, suficiente distancia vertical respecto a acuíferos con -esto debería estar subrayado- espesas capas impermeables en el medio, que los separen del depósito de Shale Oil & Gas

A la luz de los conocimientos actuales, la mayoría de estas condiciones en Uruguay aún no han sido comprobadas.

Paso por alto las transparencias que muestran el impacto en la superficie, del que ya hablamos.

Lo importante es que las distintas capas geológicas de rocas que hay en el medio sean impermeables y no tengan fracturas, lo que podría permitir la comunicación de los acuíferos con lo que se está haciendo abajo, a alta presión. Eso ha ocurrido y ha habido accidentes. También ha habido accidentes en la búsqueda de petróleo convencional, tanto en mar como en tierra. La más famosa ocurrió hace poco en el Golfo de México.

Riesgos del "fracking". Provoca sismos. El "fracking" puede contribuir, en zonas sísmicamente activas, con la generación de microsismos de escasa magnitud, análogos a los miles que ocurren a diario en ellas. Eso es lo que podemos decir hoy, por lo menos en Ancap. También puede afectar a los acuíferos. Cuando se realiza a suficiente profundidad, en un reservorio que está aislado por espesas capas impermeables, no

falladas, las fracturas quedan restringidas a la zona de interés y al sistema petrolero. En esa situación, las fracturas no alcanzan la superficie y no deberían afectar a los acuíferos.

Gracias a los desarrollos tecnológicos, cuando se hace una fracturación se monitorea "on line" lo que está pasando. Esto ya se está haciendo en Argentina. Los técnicos de Ancap han concurrido a numerosos encuentros en Argentina. Estos son datos de una empresa que está trabajando mucho en Vaca Muerta.

En la imagen se insiste en que los acuíferos están entre 15 y 180 metros de profundidad y los depósitos entre 1.000 y 1.800 metros.

Sobre la composición del fluido utilizado para la fracturación hidráulica, se habla del agua en un 90% -luego se habla del 98%-, de la arena y de distintos productos. Al principio, las empresas no informaban acerca de los productos químicos que utilizaban. Hoy se conoce más de ellos.

Como expresaba el señor Diputado en sus preguntas, y tiene toda la razón, hay productos nocivos o malos para la salud, pero todo depende de las proporciones y del estado en el que se encuentren. Muchos de esos productos están presentes en el cloro para las piscinas, en el glicol que se usa para que no se congele el agua del motor, en el isopropanol para limpiar los lentes o para usos dentales, etcétera. Todo depende de las proporciones y de la calidad del producto.

El uso del agua -una de las preocupaciones de todos- está medido en unidades de energía: galones de agua usados para producir 1:000.000 de unidades térmicas de energía. Si bien se usa mucho agua -no lo negamos-, se usan 3 galones de agua para producir una unidad térmica de energía con el gas no convencional de lutitas profundas, 11 galones de agua para la misma unidad térmica con energía nuclear, 23 galones de agua con carbón, el etanol...

(Interrupción del señor Diputado Verri)

———Este problema lo tiene Estados Unidos, que gasta más para producir una unidad de energía de etanol de maíz de lo que produce.

Continúo: el biodiesel a base de soja. Esto lo tiene en parte ALUR, porque por lo menos la mitad lo hace con soja.

También podríamos establecer cuánta agua se utiliza para producir una tonelada de carne, pero no nos vamos a meter en eso. La idea es tener una medida de comparación y no guiarse solo por "youtube", Internet y "google". Allí se dicen muchas verdades, y la democratización de la información es muy importante, pero hay que pasar todo por el colador.

Hay dos contratos de exploración y explotación. Con Schuepbach no tengo las dimensiones. Hay dos con Total, que ya están en la etapa de exploración y de explotación. Hay un contrato de prospección, que es anterior, con una filial de YPF y otro con Petrina S.A., que es una empresa uruguaya.

Por otra parte, las áreas de estudio de Ancap están en Pepe Núñez, en Queguay y en Cerro Largo -un bloque de carbón-, y ahora se otorgó una nueva área.

¿Cuál es la prioridad de Ancap? ¿Qué está haciendo Ancap? Hasta ahora, se ha dedicado al estudio de la geología y de la geoquímica de la superficie; a la adquisición e interpretación de los datos geofísicos; al reprocesamiento e interpretación de los datos sísmicos; a la elaboración de un modelo de cuencas; a la perforación de pozos estratigráficos, que son los seis que ha perforado Ancap y los tres que ha hecho Schuepbach Energy Uruguay.

En cuanto a la pregunta relativa a si se va a hacer fracking, quiero decir lo siguiente. No se han descubierto acumulaciones de hidrocarburos no convencionales en todo el Uruguay, ni siquiera en Paysandú y en Tacuarembó. Una razón de ello puede ser que las eventuales rocas estén inmaduras -es una hipótesis-, por lo que no pueden haber generado, expulsado ni acumulado hidrocarburos en cantidades comerciales. En general, estas áreas son de baja temperatura, con poco espesor de cuenca, lo que las hace ser de interés y seleccionadas para el estudio geológico y geofísico y no -por ahora- para estudios exploratorios de avanzada.

Entonces, ¿qué estamos haciendo en Paysandú, en Tacuarembó y en otras zonas? Se están llevando a cabo trabajos de estudio -mapeo geológico, perforaciones verticales de estudio-, y lo mismo estamos haciendo en Pepe Núñez.

¿Cuál es la posición técnica y política de Ancap respecto al fracturamiento hidráulico? Como ya dijimos, Ancap es una empresa que no solo tiene competencia para hacer estos estudios, sino que tiene la obligación de hacerlos, pero está sometida a las decisiones de política energética nacional y también a las disposiciones medioambientales. Ni Ancap ni ninguna empresa petrolera con contratos vigentes firmados con Ancap -como los señores Diputados saben, Ancap tiene posibilidades de asociarse; en el caso "on shore", la asociación de Ancap puede llegar a un 50% con la empresa petrolera- tiene previsto utilizar técnicas de fracturamiento hidráulico en la etapa de exploración en la que se encuentra actualmente, ya que los operadores están enfocados, principalmente, en la identificación de la presencia y potencialidad de las rocas generadoras. Decimos esto porque lo vamos controlando; hay reuniones sistemáticas del Comité de Administración de cada una de las áreas con la empresa y con Ancap.

Ante una potencial fase de explotación -una posibilidad-, vale la pena mencionar que los métodos a ser utilizados aún no han sido definidos, ya que dependen de las características propias de cada yacimiento, y todavía no se ha producido ningún descubrimiento comercialmente explotable en el Uruguay. En caso de producirse el descubrimiento de un yacimiento comercialmente explotable, se deberá elaborar un programa de desarrollo y de explotación apropiado a las características de ese yacimiento. En ese sentido, cabe destacar que cualquier concepto de desarrollo y explotación propuesto por el contratista queda supeditado, por contrato, a la imprescindible aprobación de Ancap y de las diferentes autoridades competentes en la materia, en particular, la Dinama.

Es importante destacar que en el caso hipotético de descubrir una acumulación no convencional de hidrocarburos, su explotación -incluyendo el fracturamiento hidráulico- sería factible de concretarse por razones técnicas solo si se dan simultáneamente todas estas condiciones: suficiente espesor de la roca generadora, suficiente cantidad de materia orgánica, apropiada calidad de la materia orgánica, madurez, importante volumen de hidrocarburos, composición adecuada de la piedra para hacer un fracturamiento eficiente, suficiente distancia vertical respecto a acuíferos, con espesas capas impermeables en el medio -esta es una condición imprescindible y fundamental. A la luz de los conocimientos actuales, en el Uruguay, la mayoría de estas condiciones aún no han sido comprobadas. De constatarse la presencia de yacimientos no convencionales -queremos dejar sentada nuestra visión-, podrían constituirse en un recurso energético autóctono de importancia para la matriz energética, para la economía y para el desarrollo del país.

Por otra parte, dadas las condiciones mencionadas, tanto el "shale, como el gas o el "shale oil" pueden producirse de manera ambiental y socialmente sustentable. Esto se ha

hecho en Estados Unidos y en otros países, en los que se ha demostrado que se puede producir de manera ambientalmente sustentable, pero también se han cometido errores y se produjeron accidentes, sobre todo al inicio del proceso. Sin embargo, cada caso debe ser evaluado específicamente por Ancap y las demás autoridades estatales competentes en cuanto a la aplicabilidad del fracturamiento hidráulico como técnica de producción.

Se deberá regular la actividad, como planteaba el Ministro en la introducción, respecto a aspectos técnicos tales como la protección de la calidad de los acuíferos. Habrá que hacer líneas de base ambientales, monitoreo a la integridad de los pozos en cuanto a su cementación y revestimiento -un accidente que puede darse es que se rompa el caño, que es de hierro, pero está cubierto de cemento-, composición de los fluidos de fracturación, impacto sobre las comunidades sobre el uso de la tierra, ruta, vida silvestre, etcétera.

En este año se creó la Comisión Interministerial de estudio de hidrocarburos, que, entre otros objetivos -tiene toda la materia de la búsqueda de hidrocarburos-, tiene el estudio del fracking.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Repasando las preguntas que se han formulado, creo que casi todas han sido respondidas en el material presentado en cuanto a los contratos, a lo que pueden hacer las empresas y a lo que Ancap tiene derecho, pero quedó pendiente la interrogante sobre cómo iba a continuar, a nuestro juicio, la política en esta materia.

El decreto, en sí, ya ha dado lugar al funcionamiento de la Comisión Interministerial de Evaluación Técnica de todos los sistemas de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales para hacer un estudio completo del tema.

Hemos hecho un cronograma de trabajo, que pasaré a detallar. En función de que lo que interesa aquí es conocer cuáles son todas las características técnicas e institucionales y sus derivaciones, quiero decir que en el cronograma que tenemos -la Comisión ya está trabajando-, que llega hasta el año 2016, no está previsto ningún tipo de explotación utilizando esta técnica.

Se ha realizado la revisión de los antecedentes y la puesta en común del estado de arte del conocimiento técnico e institucional de la prospección, en Uruguay, primero, y de la experiencia internacional "on shore" y "off shore". Para eso, se han realizado diálogos institucionales, reuniones de trabajo y coordinación con la misión de cooperación noruega para reconocer y asistir en los procesos de prospección, exploración y eventual explotación de hidrocarburos en la plataforma marina uruguaya.

La asistencia noruega ha sido muy valiosa, por lo que se han hecho los análisis institucionales del informe presentado por la delegación de Noruega sobre el proceso que se da en la plataforma marina uruguaya, dando cuenta de cuál es su visión y los elementos que, a su juicio, están faltando para el desarrollo de nuestro complejo petrolero futuro.

Se ha determinado la incorporación de estas conclusiones al plan de trabajo de las instituciones involucradas. En ese sentido, se hará una presentación y recopilación del marco preliminar del marco legal vigente que rige la actividad y de los proyectos de ley actualmente propuestos en el Parlamento con respecto a estos temas.

Se plantea la definición de los elementos de trabajo para el período comprendido entre los años 2013 y 1016, dirigidos, en primer lugar, a fortalecer las capacidades institucionales destinadas a definir, evaluar integralmente y controlar las actividades de

prospección y exploración de hidrocarburos convencionales "on shore" y "off shore", incluyendo explícitamente sus impactos ambientales y, en segundo término, a profundizar en el conocimiento y desarrollar las fortalezas institucionales y de la sociedad uruguaya para disponer de la capacidad de considerar la viabilidad y oportunidad de la utilización de nuevas metodologías para la prospección, exploración y eventual extracción de hidrocarburos no convencionales.

En definitiva, tenemos un detalle completo del plan de trabajo que se va realizar en los años 2014, 2015 y 2016, que va desde el foco en prospección y exploración "off shore" -se determinaron ocho líneas de trabajo en este sentido-, el inicio de trabajos sobre el territorio continental "on shore" -implica seis temas de estudio y de trabajo-, el foco en situación "on shore" de hidrocarburos no convencionales -se establecen siete líneas de trabajo-, hasta la prospección y exploración de hidrocarburos no convencionales, que implica seis líneas de trabajo. Entregaremos a la Comisión este material, porque leerlo sería un poco extenso. Obviamente, se incluyen en el plan de trabajo los análisis de las condiciones geofísicas estructurales, las evaluaciones ambientales estratégicas, la realización de la Conferencia Regional sobre experiencias en el tema, las conclusiones sobre las viabilidades técnicas, el desarrollo de los instrumentos normativos tradicionales. Sobre todos estos elementos -tanto para los hidrocarburos convencionales como para el otro caso, muy hipotético, y para todo el horizonte petrolero-, el país tiene que darse las normas y las regulaciones necesarias, así como brindar el conocimiento a la población.

En el desarrollo de este programa para el período comprendido entre los años 2013 y 2016, en el que se logra el conocimiento por parte de las instituciones, de los organismos y de todos los "stakeholder" -como se dice habitualmente-, de todas las distintas partes involucradas, no tenemos prevista ninguna aplicación de técnicas de explotación de hidrocarburos por fractura hidráulica no convencional, como bien se aclaró, teniendo en cuenta las docenas de técnicas y de tipos de hidrocarburos que existen. Básicamente, esa es la política que vamos a seguir hasta el año 2016.

SEÑOR VERRI.- Agradezco la información que ha brindado el señor Ministro y, sobre todo, la clara e instructiva explicación que dio el señor Vicepresidente de Ancap. Creo que es bueno informarnos sobre esta materia.

Me alegra que la Comisión Interministerial esté funcionando. No hace mucho que fue conformada -en mayo de este año-, por lo que es bueno saber que ya ha comenzado a trabajar y que tiene un cronograma de acción.

Tenemos visiones diferentes.

Está claro que, hoy por hoy, no está prevista una etapa de prospección con fractura hidráulica, pero no estamos hablando de eso: nos estamos refiriendo al futuro. Estas empresas vienen a este país porque saben que no tenemos prohibida la fractura hidráulica. Me pregunto si el contrato con esta empresa americana se habría firmado igual si Uruguay tuviera una ley de moratoria del fracking, por ejemplo. Estoy seguro de que no se habría firmado. En caso de que los estudios que se están haciendo determinen que la única forma de extraer estos yacimientos es por fractura hidráulica, me pregunto si la empresa será tan ingenua de haber firmado un contrato en el que Ancap va a tener el poder de veto para decirle: "No, en Uruguay no permitimos el fracking". Me parece que no debe ser tan así. Me gustaría tener acceso al contrato y hacerlo estudiar por técnicos; yo no lo soy, pero el sentido común me hace pensar que estamos dando pasos en una dirección, que estamos comprometiendo, de alguna manera, la decisión del país de avanzar en esta dirección.

Aquí, lo que falta es una decisión: ¿queremos o no llegar a la etapa de fracking? Creo que eso es lo que falta decir claramente. Por las explicaciones que han dado, este Gobierno, este Ministerio de Industria, Energía y Minería, este Poder Ejecutivo, avanza en la dirección de que, si es necesario, lo van a aplicar, con las garantías, los estudios técnicos correspondientes y demás. Creo que los países que responsablemente han prohibido esto avanzan en otra dirección; lo prohíben hasta tanto tener certeza de cuánto afecta, realmente, el medio ambiente. Me parece que esa es la gran diferencia que estamos teniendo en este momento.

Me quedó clara la explicación que se dio; lo que no me queda claro es qué va a suceder cuando la empresa diga a Ancap: "La única forma de hacer la explotación es por fractura hidráulica". Indudablemente, eso va a ocurrir y no creo que, en ese caso, Ancap vaya a poder aplicar su poder de veto. Me parece que no debe ser tan sencillo el tema. Tampoco creo que nadie vendrá a invertir sabiendo que después le podrán decir: "No; no van a poder explotar, porque el método que elige y que es el único posible para explotar, este país no lo acepta". Creo que ninguna empresa invertirá millones de dólares -como están invirtiendo en esta etapa de prospección- para llegar a ese resultado final.

Si bien compartimos la necesidad de avanzar, con este tipo de avances estamos comprometiendo, de alguna manera, la decisión del país de poder decir "no", en el futuro, a la técnica del fracking para explotar estos yacimientos. Coincido también -no quiero cerrarme porque no tengo una cultura ambientalista cerrada, ni mucho menos- en reconocer que hoy la matriz energética en el mundo, fundamentalmente en Estados Unidos, ha cambiado a raíz de la explotación de yacimientos no convencionales. De lo contrario, otra sería la situación. En eso estamos de acuerdo.

El tema es qué queremos para nuestro país -esa es la discusión central- y en esto tenemos diferencias; el Poder Ejecutivo avanza en la dirección de que si es necesario llegar al fracking, después de todas estas etapas de prospección y de exploración, lo va a hacer. Hemos comprometido parte de la soberanía de los futuros gobiernos en cuanto a decir que no, porque ya hemos firmado un contrato con la empresa, que es confidencial -no hemos podido tener acceso a él-, y que en definitiva establece esa dirección.

Agradezco las explicaciones pero seguimos teniendo diferencias; sinceramente, tengo más preocupaciones que tranquilidades.

SEÑOR PRESIDENTE.- Lo que voy a señalar es una opinión personal sobre la información que acabamos de recibir -mi fuerza política no ha discutido este tema todavía- : siempre hay preocupación sobre lo nuevo, sobre las técnicas que se van incorporando en un país que hasta hace un tiempo desconocía absolutamente su potencialidad, por lo menos en el camino que ahora -aparentemente- estamos recorriendo.

Quiero señalar que Ancap y el Poder Ejecutivo están avanzando dentro de los marcos legales que hoy existen. El señor Diputado Verri señalaba que aún no hay en el país una moratoria ni una prohibición del uso de fracking, por lo tanto, es natural que se firmen acuerdos y convenios sobre lo que hoy está permitido.

Entendí claramente la explicación del señor Vicepresidente de Ancap en el sentido de qué estamos haciendo hoy con relación al tema y llegado el momento, de descubrirse una potencialidad -así lo entendí y quiero saber si es correcto- de explotación del recurso, se deberá analizar si las mismas conllevan un riesgo de tipo medioambiental, social o de afectación de otro tipo de recursos. En ese caso se tomarán las decisiones que correspondan, de acuerdo -inclusive- con las normas que hoy tenemos. Me parece que la etapa en la que hasta ahora se ha avanzado está dentro de lo que está permitido. Por

supuesto que el sistema político, el país, los distintos partidos políticos podrán avanzar en otro tipo de decisiones, si lo amerita la realidad, la experiencia o la acumulación de conocimiento, pero entiendo que hemos actuado, de acuerdo con lo que existe hasta ahora, con absoluta legalidad.

El señor Diputado Verri no ha dicho otra cosa. Simplemente, señalo y reafirmo lo que yo entendí de esta explicación, asumiendo que me estoy introduciendo en un tema sobre el que, objetivamente, no tenía mayores conocimientos, como nos ha ocurrido habitualmente en esta Comisión, en los últimos nueve años, donde afortunadamente hemos tenido que explorar nuevas realidades que antes no conocíamos.

Me parece que este es un tema de suma importancia en el que, como lo señaló el Vicepresidente de Ancap, se ha tenido experiencias positivas y de las otras. Entonces, "no todo lo que brilla es oro" -como dice el dicho- y llegado el momento, responsablemente, deberemos tomar las decisiones para asegurar el equilibrio que este país debe tener para no pensar solo en la coyuntura sino en el largo plazo.

SEÑOR DELGADO.- Agradezco la información; el "Powerpoint" que presentaron fue muy claro y muy didáctico.

Mi Partido no ha tomado posición sobre este tema. Es un tema que está sobre la mesa, sobre el que algunas Juntas Departamentales han avanzado y sobre el que algunos movimientos han tomado posición.

En realidad, hoy no está planteada en forma inminente la opción de utilizar la tecnología del fracking, pero puede llegar a darse. Aquí se ha dicho con claridad -lo decía el señor Diputado Verri- : es una opción que está arriba de la mesa. Estamos en la etapa de ir investigando lo que hay, pero después habrá que investigar cuánto hay y cómo se saca; en esas condiciones habrá que tomar una definición.

El señor Ministro decía que posiblemente hasta 2016 no haya que tomar una definición al respecto. Hay una comisión interministerial -eso es buena cosa-, pero sugeriría -obviamente, nos involucra más a nosotros que a otros- que en el momento de tomar una decisión de estas características se hagan las consultas partidarias correspondientes. Antes de tomar este tipo de decisiones que condicionan en muchos casos irreversiblemente al país para adelante, aún con garantías -como pasó en otros temas; Uruguay tiene una cultura muy especial: es muy insistente con las garantías y es muy garantista al respecto-, aspiro a que se haga una consulta multipartidaria, más allá de las decisiones y de las consultas técnicas dentro de Gobierno y a que la información política sea amplia, para que después cada uno tome las decisiones y las posiciones que tenga que tomar y las asuma.

En definitiva, proponemos que en el momento en que haya que tomar una definición -si es que hay que tomarla, porque todavía no está arriba de la mesa- se hagan las consultas partidarias brindando la información y las opciones para que cada partido pueda expresarse. Esto implicaría una decisión -cualquiera sea- de mayor blindaje del que podría tener si la tomara un solo partido.

SEÑOR BATTISTONI.- La tecnología que se mencionó se aplica desde hace tiempo y ya es de rutina, habiéndose logrando grandes niveles de mejora, al punto de que, por lo menos algunas zonas de Estados Unidos, como la cuenca del Misisipi, en la actualidad se han convertido en una de las mayores reservas mundiales de este tipo de hidrocarburo no convencional. De esto podemos hacer una deducción inmediata: esta tecnología será el futuro de los hidrocarburos. En este momento, Estados Unidos y Canadá son las mayores reservas mundiales en este tipo de energético, por lo tanto, si pretendemos tener un país moderno, desarrollado, no nos podemos cortar las manos y parar la

búsqueda porque posiblemente se pueda hacer con una tecnología que pensamos que puede tener algún problema. Como ya dije, creo que la tecnología se va a mejorar. Es cierto que uno de los problemas son los microsismos, pero Uruguay es un lugar donde geológicamente no se mueve nada.

Creo que es muy importante que nuestro país no se corte las manos en cuanto a saber cuáles son sus recursos en ese tipo de materiales, sea cual sea la tecnología de extracción que se utilice; cuando tengamos la posibilidad de explotarlos, veremos, pero tampoco podemos parar un mapa geológico de mayor detalle. Un país moderno y con otro nivel de desarrollo necesita saber con qué recursos cuenta para basar su desarrollo futuro.

SEÑOR MÉNDEZ.- Es un gusto estar nuevamente analizando junto con ustedes temas tan importantes para el país.

Existe un elemento del que creo no deberíamos olvidarnos en ningún momento: toda la política energética tiene en su ADN la reducción de la huella ambiental de nuestro país, está en la esencia de todo lo que estamos construyendo. Hay varios elementos que apuntan exactamente en la misma dirección; obviamente, el más notorio, es la fuerte introducción de las energías renovables, con todo lo que ello implica desde el punto de vista de la sostenibilidad de largo plazo y de la disminución del impacto ambiental directamente sobre nuestro país, pero también hay otros elementos: la regasificadora naturalmente tiene un fuerte impacto en la reducción de impacto ambiental. Vamos a reducir en total, globalmente, junto con la introducción de energías renovables, en un factor 8 las emisiones de gases de efecto invernadero de este país que existirían en 2030 si no instaláramos la regasificadora junto con las energías renovables. Es decir, la regasificadora permite introducir gas natural y tiene una huella ambiental mucho menor que los otros energéticos no solamente desde el punto de vista del cambio climático y de la emisión de gas efecto invernadero sino también desde el punto de vista del impacto ambiental directo. Toda la disminución del peso del petróleo que estamos tratando de llevar adelante apunta a la disminución de la huella ambiental del sector energético de nuestro país.

La desulfurizadora es una obra de US$ 300:000.000, una de las inversiones más importantes en materia ambiental -en el sector estrictamente petrolero directamente relacionado con Ancap, siguiendo el mandato de la política energética, como decía el señor Vicepresidente-, que implica la disminución en un factor 100 de las emisiones de sustancias con un impacto ambiental negativo.

Otro tema que parece menor, pero es mayúsculo, es la eficiencia energética. Toda la política de eficiencia energética apunta, entre otras cosas, a la disminución del impacto ambiental del sector energético global, entonces, toda la política energética está basada en el cuidado ambiental. Sería un contrasentido que en un tema tan importante como este, nos desviáramos absolutamente de lo que es el gran significado por el cual estamos tratando de colocar al país para sumar al mensaje de Uruguay como país natural y al mensaje internacional de país respetuoso del medio ambiente; sería un contrasentido que en este tema nos desviáramos completamente de todo este camino y que de pronto, sin dar ningún tipo de importancia a todo lo que se hizo, nos pusiéramos a hacer cualquier cosa que pudiera tener un impacto ambiental negativo.

Todo esto se basa en tres elementos centrales que fueron fundamentales para todo este camino de transformación. Uno es que estudiamos los temas antes de tomar decisiones, basadas en elementos técnicos profundos. Este es el caso del fracking. La creación de esta comisión apunta a no cobrar al grito de la tribuna -por decirlo de alguna forma o en base a casos que pueden aparecer en "Youtube"- sino a analizar profunda y

meditadamente el tema y tomar las decisiones que surjan luego de profundos estudios. Como explicaba el señor Ministro, tenemos tiempo y podemos darnos ese lujo.

El segundo elemento, que resulta central en todo esto -yendo a lo que decía el señor Diputado Delgado-, es que las decisiones de esta envergadura, que implican varios períodos de Gobierno, siempre hemos tratado de que cuenten con el mayor nivel de consenso posible: un ejemplo de ello es la creación de la política energética con el consenso alcanzado en el año 2010.

Hay dos temas de alto impacto en los que esta fuerza política ha demostrado que este es el camino que queremos seguir con relación a este tema. En las amplias consultas que se han hecho con la ronda petrolera -en la cual la política fue llevada a todos los directorios de los partidos políticos- se explicó lo que se quería hacer y se consensuó en el sentido de que ese era el camino.

El tercer ejemplo interesante en cuanto a temas conflictivos y socialmente cuestionables es lo que se está haciendo con relación a la energía nuclear. En ese sentido, se creó una comisión específica en el Gobierno anterior para tratar de discutir multipartidariamente este tema tan sensible. Este es el camino que se ha seguido y que, naturalmente, se pretende seguir.

Con relación a la preocupación planteada por el señor Diputado Verri -que me parece absolutamente legítima- sobre qué antecedentes pueden invocar las empresas que han firmado contrato con Ancap, creo que lo más importante y que ha atraído tantas inversiones al país es que Uruguay respeta las instituciones; somos un país que tiene un marco jurídico y político sostenible, sólido. Lo que tiene absolutamente claro la francesa Total S.A. y cualquier otra empresa que haya firmado contratos con Ancap, es que acá hay autoridades ambientales, procedimientos regulatorios y más allá de lo que puede haber firmado Ancap, como explicó el Vicepresidente, existe una Dinama y una autoridad ambiental que determinará en cada caso si corresponde o no determinado tipo de explotación de cualquier yacimiento.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- En definitiva, de lo que se trata es de la posición que ha tomado el Ministerio, que es de seriedad y profesionalidad, básicamente de estudiar a fondo todas las características, los pro, los contra, las consecuencias, las mitigaciones, los análisis geofísicos estructurales y tantos otros temas que se relacionan con este tipo de decisiones trascendentales.

En esa visión -seguramente de estudio profundo, serio, profesional- estamos embarcados y el documento que dejamos a la Comisión indica claramente las etapas hasta 2016 para que cuando lleguemos a ese punto podamos saber -seguramente en conjunto y creo que es buena la sugerencia del señor Diputado de tratar el asunto a nivel de todos los partidos-, con conocimiento de causa total, qué elementos tenemos -sin duda, presentes ahora, pero conociéndolos más; a eso apunta el trabajo serio y profesional-, para llegar a las conclusiones que correspondan con el avance de la comisión. Es decir, básicamente nunca decidimos nada sin haber profundizado y analizado el estudio.

Por otro lado, conocemos la importancia de la técnica y sus riesgos, que son los dos aspectos centrales que estamos discutiendo acá.

En ese sentido, nos ponemos a disposición de la Comisión para que nos convoquen cuantas veces quieran para analizar estos tres años de trabajo -parte de ellos en nuestra gestión- para comentar el avance de la comisión e, inclusive, estableciendo entrevistas de trabajo en lo que sea pertinente.

SEÑOR PRESIDENTE.- Antes de pasar al próximo asunto, corresponde destacar la conveniencia de que el señor Diputado Verri haya planteado este tema en la Comisión que, obviamente, se compromete a seguir trabajando haciendo un seguimiento.

El próximo asunto es la regasificadora, tema planteado por el señor Diputado Delgado.

SEÑOR DELGADO.- Agradezco nuevamente al señor Ministro, al Director Nacional de Energía, al Vicepresidente de Ancap, al Presidente y Vicepresidente de UTE y demás asesores por presentarse ante la Comisión, que ha sido reiterada a la vez de fructífera en cada oportunidad.

El señor Diputado Verri y quien habla, lo repetí varias veces, siempre encontramos en el Ministerio, en la coincidencia o en la discrepancia, un interlocutor para discutir en esta Comisión, o en otros ámbitos, inclusive, en la sede del Poder Ejecutivo.

En mayo planteamos la necesidad de que el Ministerio viniera a explicar la instalación de la regasificadora -previo a adjudicarse la instalación, inclusive, en momentos en que había posiciones políticas que podrían generar alguna controversia-, porque entendíamos que era trascendente que una Comisión que trabaja seriamente los temas energéticos, tanto en esta como en la anterior Legislatura, fuera informada al respecto. Además, existe un acuerdo multipartidario de energía, alcanzado al inicio del período de este gobierno, que fue una novedad; yo participé personalmente en la negociación en nombre del Partido Nacional, definiendo la política energética de cara al 2030, donde se mencionó la instalación de una regasificadora y una cantidad de cosas más. Ese acuerdo fue mucho más que una expresión de voluntades, porque se acordaron los "qué" de acá a 2030 -obviamente, los "cómo" los define cada Gobierno-, y se definió en cuatro ejes temáticos una política energética de común acuerdo; creo que se blindó políticamente una política energética y todos actuamos en consecuencia, por los menos, quienes trabajamos seriamente en este tema, en la negociación del acuerdo e hicimos el seguimiento.

Esta política energética trajo consecuencias positivas. Seguramente, no sea casualidad -más allá de las condiciones del país y de la estabilidad jurídica- que una aceptación de líneas de juego o líneas estratégicas hasta el 2030, sin importar quién gane las elecciones, sobre diversos ejes temáticos en política energética, dio un blindaje político que permitió, entre otras, cosas desarrollar la energía eólica con licitaciones que tuvieron diez veces más ofertas.

Tuve oportunidad de compartir algunos seminarios en el exterior con el Director Nacional de Energía y con integrantes del Poder Ejecutivo y un acuerdo multipartidario en materia energética de cara al 2030 no es muy común; es más, es una cuestión extraña en la política latinoamericana y, diría, mundial. Esto genera certidumbres y un blindaje político, sin importar quién gane las elecciones, porque todos nos comprometemos a que en cualquier escenario estas son las líneas de acción.

La decisión de instalar una regasificadora se mencionó en el acuerdo multipartidario, si bien no se profundizó. Estamos hablando de una inversión superior a US$ 1.000:000.000, una de las más importantes en materia energética. En ese sentido, nos parecía absolutamente trascendente que el Poder Ejecutivo pudiera venir a la Comisión de Industria, Energía y Minería de la Cámara de Representantes para explicar cómo instrumentará la decisión de instalar una regasificadora, para que quede constancia en la versión taquigráfica y estén informados los señores Diputados.

En su momento, convocamos al señor Ministro para hablar de Antel Arena y la regasificadora, pero el problema es que el primer asunto terminó siendo un médano y nos

llevó mucho tiempo y no nos quedó nada para hablar de la regasificadora. En ese momento ya se había preadjudicado la licitación, sin firmar el contrato, a la empresa que construiría la regasificadora; había algunas discrepancias para firmar el contrato, que fueron públicas, y personalmente pedí al señor Ministro y al Poder Ejecutivo que cuando se avanzara en la firma del contrato su contenido pasara por los Directorios de UTE y Ancap, los propietarios de Gas Sayago. Debo reconocer que el señor Ministro aceptó este pedido y, además, actuó en consecuencia, porque los contratos pasaron por ambos Directorios.

Obviamente, hubo chisporroteos en la forma en que se instrumentó la decisión en su momento, por qué no se actuó como en la Ronda Uruguay, como en la cuestión nuclear, no hubo presencia de los partidos políticos, más allá de que integren el Directorio de Gas Sayago, ni una presencia institucional que hubiera aventado una cantidad de dudas y permitido a la oposición ser parte del proceso, con más tiempo e información para definir el adjudicatario. Ya pasó, y yo lo que intenté fue reencauzar el tema.

Además, quiero decir en forma clara y expresa que, más allá de algunas dudas y preguntas sobre aspectos puntuales del contrato y del negocio, conceptualmente estoy a favor de la decisión. Creo que se trata de una decisión estratégica que, además, si logramos un contrato con la República Argentina, será un negocio económico. Tengo algunas dudas y quizás algunas discrepancias en la instrumentación, pero conceptualmente estoy de acuerdo con avanzar en esta línea. Se podrá discutir ubicación y demás, pero lo primero es la decisión estratégica de construir una regasificadora, en este caso, prescindiendo de la República Argentina. En este sentido, también quiero ser muy claro, porque en esta Comisión el señor Ministro, el Director Nacional de Energía, el Directorio de UTE y Ancap vinieron hace más de un año a hablar de los procesos previos para instalar la regasificadora, con locaciones diferentes -se habló de la isla de Flores-, pero básicamente se hizo un raconto de la negociación con Enarsa de República Argentina; inclusive, recuerdo declaraciones del Presidente de la República en el sentido de que sería bueno hacer algo regional y esperar la decisión argentina, pero llega un momento que uno de tanta espera podría quedar inmovilizado. En ese sentido, si hubiéramos seguido esperando por la decisión argentina, a mi juicio, hubiera sido nefasto; todavía no me queda claro si Argentina estaba convencida de instalar una regasificadora en Uruguay o era producto de una estrategia de dilación para que Uruguay no tuviera la propia. Estos comentarios corren por mi cuenta, pero deben andar bastante cerca.

Mientras tanto, se avanzó mucho, ya que se adjudicó a una empresa, se firmó un contrato, que pasó por los Directorios de UTE y Ancap, se discutió en la interna de los organismos, CAF dio un préstamo a Gas Sayago para parte de la obra que, en principio, no estaba dentro del negocio, que tienen que ver con el dragado para habilitar la instalación de la escollera y la regasificadora. Se negoció el contrato durante mucho tiempo, sobre cuyos detalles luego haremos algunas preguntas. Estuvo sobre la mesa el tema del permiso ambiental de la Dinama. Hubo una audiencia pública que fue bastante notoria con posiciones de algunos vecinos, algunos con información y otros con temor a algunos efectos negativos que pudiera generar la regasificadora en la ubicación que está. Hace tiempo estuvimos recorriendo la zona. Inclusive, hay un tema con los pescadores, que quieren tener más información de cómo podría afectar el tema de las corrientes migratorias de los pescadores de algunas zonas, sobre todo en Santa Catalina. Una de las preguntas se referirá a si la Dinama tiene injerencia en este tema, pero se avanzó. Ya hay un permiso ambiental. Además, ya hay un plan social asociado el tema. Se firmó el contrato y ya hay fecha para el comienzo de las obras. Si mal no recuerdo, desde el comienzo de las obras hasta la entrega, son 585 días, si mal no recuerdo.

Como pasó tanto tiempo y en el medio hubo una sesión del Senado por este tema, que duró 13 horas y en la que se hicieron varias preguntas, obviamente hay muchas que ya se plantearon y por un tema de economía procesal no las reiteraremos; insistiremos en alguna otra luego de escuchar la intervención inicial del señor Ministro sobre el plan de negocios y cómo está pensada la ejecución de la obra, el flujo de fondos, el repago, cómo impacta en la matriz energética y en los consumidores, si es que tiene algún impacto.

Quizás reiteremos las preguntas que no fueron respondidas en la interpelación, pero partiendo de la base de lo que dije al principio: estamos conceptualmente de acuerdo en la construcción de la regasificadora.

Pretendemos que la Comisión reciba del Poder Ejecutivo cómo es el plan de acción en lo que tiene que ver con la instrumentación de la regasificadora, los tiempos de plazo y, sobre todo, un tema que es muy sensible para la gente, que tiene que ver con el impacto social. Más allá del tema estratégico, hay que aterrizarlo también en el impacto social. Hay un plan social que no solo tiene que ver con una zona de Montevideo sino, además, con cómo el tema de la regasificadora -con un costo de más de US$ 1.000:000.000- termina beneficiando a Doña María o a Don José, más allá del beneficio país.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Agradezco y celebro el ánimo con que el señor Diputado plantea el tema, así como la coincidencia sobre las diferentes etapas de la obra, el proceso llevado adelante y su importancia, en cuya aprobación general hacía especial énfasis, sabiendo que hay puntos de posible discrepancia de cómo se hicieron.

Trajimos una presentación sobre la regasificadora en la que se incluyen los temas que fueron tratados en el Senado, pero también otros nuevos, porque lo que solicita el señor Diputado Delgado atiende a algunos temas sociales adicionales.

SEÑOR MÉNDEZ.- Quiero comenzar agradeciendo al señor Diputado Delgado, porque hay algo que es importante decir aquí: es absolutamente cierto que durante mucho tiempo el señor Diputado había planteado la necesidad de que la Comisión estuviera lo más informada posible, pero también es absolutamente justo decir -es importante que quede constancia de esto en la versión taquigráfica- que durante estos meses el señor Diputado Delgado jugó un papel muy importante en el acercamiento de las posiciones entre el Gobierno y la oposición alrededor de todo este proceso. Hay cosas que no quedan en la versión taquigráfica, pero el trabajo político para generar consensos que ha caracterizado al señor Diputado Delgado en relación a la política energética y a cómo se llevan adelante los acuerdos, lo tuvieron a él como protagonista muy importante en estos meses y creo que ha sido un factor fundamental para generar los acercamientos. De alguna forma, yo lo hago padrino del hecho no menor de que, finalmente, el Director nacionalista en el Directorio de UTE votara el contrato que firmaron Gas Sayago con la Empresa GDF Suez.

El segundo elemento que creo importante señalar es que el señor Diputado Delgado reclamaba de alguna forma o se lamentaba de que en este proceso no hubiéramos procedido de la misma forma que, por ejemplo, con el tema de la ronda petrolera o el tema nuclear. Creo que acá hay que entender que estamos hablando de cosas completamente distintas. Acá hay una negociación comercial, y eso fue difícil. Una cosa es discutir previamente grandes lineamientos políticos, como fue la política energética o la idea de la ronda o qué hacemos con la energía nuclear, pero no se puede discutir en el Senado, ni siquiera traer a una Comisión de la Cámara de Diputados cómo se negocia un contrato o una adjudicación. Con los partidos políticos se discutió la idea de la ronda petrolera, pero no se discutieron los contratos que se firmaban ni qué se firmaba con

cada una de las empresas que fueron adjudicatarias de los contratos de prospección petrolera. Es muy difícil llevar a la cancha política -además, es altamente inconveniente- una negociación comercial, por todo los cuidados que hay que tener al llevarla adelante. La apuesta que hizo el Gobierno, como saben los señores Diputados, fue a la participación de representantes de los partidos de la oposición en los Directorios de las empresas públicas, inclusive, en el propio Directorio de la empresa Gas Sayago Sociedad Anónima, que justo es recordar, antes de hacer la presentación, hubo la misma cantidad de representantes del Gobierno que representantes de la oposición. Ese fue el espíritu con el cual el Gobierno abrió la cancha para la participación directa de la oposición en la conducción, entre otros, de este tan importante proyecto a través de la participación directa de representantes en la diaria, en cómo se toman las decisiones. Eso formará parte de la presentación que realizaré.

En la presentación dejaré de lado lo que tiene que ver con la política energética, porque eso ya lo conoce muy bien la Comisión, analizaré brevemente lo relativo a la relevancia del gas natural en esta política energética para concentrarme en el proyecto de la regasificadora en sí misma.

Todos sabemos los hitos fundamentales que se dieron en el año 2008 cuando se aprobó por parte del Consejo de Ministros del Gobierno anterior la política energética y cómo se ratificó en la transición entre el Gobierno anterior y el actual por la Comisión multipartidaria.

Todos conocemos los ejes estratégicos, las metas que nos hemos planteado, los cambios que se han producido, lo que ha significado tener que hacer frente a una triplicación de la demanda energética del sector industrial en los últimos ocho años -no analizaré el tema de los precios- y las principales transformaciones que se fueron dando y a las que el señor Ministro ya hizo referencia al comienzo de su intervención sobre el tema anterior.

Coincidimos absolutamente en la apreciación del señor Diputado Delgado de que es debido, entre otras cosas, a la importancia de haber llegado a un acuerdo, que se lograron inversiones de US$ 7.000:000.000 en este período de Gobierno, lo cual en relación al Producto Bruto uruguayo quintuplica lo que es el promedio de América Latina de inversión en energía en relación al Producto Bruto de cada país. Este impresionante cambio de la matriz energética se concretará sobre el final del año 2015, pero se verá realmente en la matriz energética del año 2016, con más de un 50% renovable, lo que coloca a Uruguay en la vanguardia a nivel mundial en este tema, con el impactante aumento de la seguridad energética que vamos a tener en el país con la reducción de costos. Todo esto ya lo sabemos y esta Comisión ha analizado en detalle junto con nosotros en varias ocasiones.

Como saben los señores Diputados, el gas natural es fundamental en esta transformación energética, entre otras cosas, por el impacto ambiental y la reducción de las emisiones del gas de efecto invernadero, porque existe en el país infraestructura pronta para absorber este gas natural y realizar esta transformación, por la gran ductilidad que tiene el gas natural, no solamente para generar electricidad, sino también a nivel industrial, residencial y, eventualmente, para el transporte.

Si bien el gas natural es importante -por ahora lo estamos buscando en nuestro país y no lo hemos encontrado- en la región existen dificultades para producirlo pero, además, aunque en la región un país en particular, nuestro vecino Argentina aumente significativamente su producción de gas natural, hemos aprendido en materia energética que depender de un único proveedor es un acto muy riesgoso desde el punto de vista de la soberanía energética. Entonces, tener esta puerta abierta a una veintena de

proveedores mundiales de gas natural también forma parte de la estrategia de diversificación.

Como decía el señor Diputado Delgado, si bien la regasificadora no estaba suficientemente madura en el año 2010, sí se planteaba en el acuerdo multipartidario intensificar la participación del gas natural en la matriz energética uruguaya de manera robusta.

Con respecto al proyecto en sí, hay aspectos generales que tienen que ver con cómo es la cadena del gas natural y las características del gas licuado.

Acá hay que entender un tema importante: el gas natural licuado no es gas comprimido. No tiene nada que ver con el GLP, o con el supergas, en el sentido de que no puede explotar. El gas natural no es tóxico. En el peor de los casos, si se rompieran completamente las vasijas que contienen el gas natural licuado, se derramaría, pero no es tóxico. Uno puede respirar gas natural y no se muere. Uno se muere por el gas natural porque, en un ambiente cerrado, este desplaza al oxígeno. Entonces, no nos mata el gas natural, sino la ausencia de oxígeno, pero el gas natural en sí mismo no es tóxico. No explota y, como decía, hay una cantidad de proveedores a nivel mundial.

La terminal que se está empezando a construir implica una, una obra civil muy importante: una gran escollera, un muelle en el medio y, de un lado, el barco regasificador.

Es importante plantear que es un proyecto de almacenamiento de gas natural licuado y de regasificación. El gasoducto tiene conexión a tierra y el barco metanero llega con cierta frecuencia para proveer de gas natural licuado a nuestro país. En lo que tiene que ver con el modelo de negocio, contestando a las preguntas del señor Diputado, UTE y Ancap conformaron Gas Sayago y le encargaron la conducción de este proyecto. Las inversiones más importantes como la escollera, el muelle y los sistemas de transferencias se hacen mediante una modalidad de asociación público privada con mecanismo BOOT, sigla en inglés que significa que la empresa privada construye, opera la planta, y al cabo de cierto período transfiere al Estado uruguayo la propiedad de los activos. Este es un modelo por quince años. En paralelo, se arrienda el buque de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado por veinte años. Es importante compartir esta información con la Comisión: los primeros quince años se hacen en el marco del acuerdo con GDF Suez y durante los últimos cinco años lo hace directamente Gas Sayago. A su vez, puede extenderse el arrendamiento del barco por cinco años más. El dragado de apertura del canal de acceso y el gasoducto se hacen directamente a partir de Gas Sayago y la amortización de todas estas obras se hace a través de UTE y Ancap en manera proporcional de participación de las dos empresas. Más adelante vamos a ahondar en este aspecto.

Se han hecho varias preguntas que tienen que ver con cuál es la demanda que ancla este proyecto. La fundamental es el sector eléctrico nacional y la secundaria el sector no eléctrico. Como vamos a ver, sin la participación argentina la demanda es suficiente a nivel nacional como para justificar económicamente este proyecto. Dejaremos la presentación a la Comisión para que pueda analizarla con los asesores y eventualmente volver a llamarnos por alguna duda que les haya quedado.

En esta gráfica se muestra lo que sería la evolución de la demanda de gas natural en el sector eléctrico hasta el año 2030. Se toma un año medio; si se tratara de un año seco, esto podría ser mucho mayor. Los picos de consumo eléctrico van a estar cerca de cuatro millones y medio al comienzo y diez millones al final del período. Esto tiene en cuenta toda la energía eólica que se está colocando y está incluyendo, de acuerdo a un

modelo, el uso de la interconexión eléctrica con Brasil. Esta otra gráfica muestra la demanda del sector no eléctrico, que vemos que es sustancialmente menor que la del sector eléctrico. Las proyecciones que se hicieron fueron extremadamente conservadoras ya que se supone, entre otras cosas, que la demanda del sector residencial, comercial y de servicios crece de manera vegetativa sin políticas agresivas para introducir el gas natural en el país. En este modelo extremadamente conservador solamente se supuso un aumento importante en el sector industrial y a partir del año 2017 o 2018 en materia de transporte. Estas demandas tan conservadoras se hicieron porque si en un escenario muy conservador los números cerraban quería decir que el proyecto era lo suficientemente sólido como para pensar que valía la pena realizar la inversión. Entendemos que en realidad los beneficios van a ser más importantes porque confiamos en que la demanda particular del sector comercial, de servicios y residencial, inclusive del sector industrial, sea bastante mayor a la que estamos suponiendo en estas hipótesis conservadoras.

Hubo muchas preguntas con relación a algunos aspectos técnicos. Para la selección del sitio, como decía el señor Diputado Delgado, se analizaron en profundidad las diferentes opciones. En algún momento se analizaron seis opciones diferentes que se muestran en la gráfica que estamos viendo, que van desde la zona Alijo Alfa, Alijo Delta, la Isla de Flores, cerca del llamado codo del canal de acceso al Puerto de Montevideo, la escollera oeste y la propia punta Sayago. No voy a hacer referencia a todos los estudios que se contrataron, pero uno de los primeros análisis fue encargado a Foster Wheeler Iberia, la filial española de una empresa norteamericana que hizo un análisis del estudio conceptual de diferentes alternativas. Aquí figuran las principales conclusiones y recomendaciones de ese estudio conceptual de alternativas -los señores Diputados podrán analizar en detalle lo que aquí les dejo- y en ninguno de los puntos se concluye que se rechace o se recomiende en particular un punto; simplemente se recomiendan mayores estudios. Es interesante mostrar el recuadro que se ve en rojo donde figura que la propia empresa dice: "Este documento contiene información técnica confidencial de Foster Wheeler Iberia". Es por este motivo que Ancap, que fue la empresa que la contrató, no pudo hacer pública esta información. Hablando en forma bien sencilla, esta empresa tiene un conocimiento muy importante del mercado, se lo vendió a Ancap una vez y si Ancap lo hace público ya no lo puede vender nunca más a nadie.

Una de las conclusiones fundamentales de ese análisis primario de ubicación del sitio de emplazamiento era que había que realizar estudios posteriores para analizar, entre otras cosas, si esa propuesta tecnológica era viable. La propuesta implicaba una transferencia del barco metanero hacia el barco regasificador y no había obras de protección de escollera ni nada; era una transferencia en mar abierto. Había temores de que una limitación de tecnologías a nivel mundial pudiera promover este tipo de ideas y había complejidad para la construcción de gasoductos lejanos a la costa ya que implicarían decenas de kilómetros de gasoductos submarinos con costos eventualmente muy elevados. Esto podía poner en riesgo la obtención de financiamiento

Entonces, en 2010, se hizo un segundo estudio contratado por la empresa norteamericana Galway para analizar justamente si los emplazamientos que había analizado Foster Wheeler Iberia eran viables en relación a operatividad, tecnologías, interconectividad y financiamiento. Galway fue contratada inmediatamente después -en octubre de 2010- y las conclusiones más importantes figuran en la transparencia que estamos viendo; están en inglés, yo traduje las más relevantes. Algunas de las conclusiones fueron que la tecnología barco a barco que proponía Foster Wheeler estaba aún en estadio de desarrollo, que no existe hoy en día ninguna terminal regasificadora operando con esa tecnología en el mundo -en el año 2010-, que la realización de

operaciones de transferencia barco a barco podría no ser confiable y consistente en los sitios que había analizado Foster Wheeler, sobre todo aquellos de mar más abierto lejos de la costa; que había riesgo de que los posibles vendedores no estuvieran dispuestos a entregar gas natural licuado en una terminal sin protección, en mar abierto y que por lo tanto podría haber problemas potenciales para financiar y asegurar un proyecto de este tipo que podía ser muy inseguro y tener un impacto potencialmente negativo para nuestro país por restricciones en el servicio. Si una planta no está operativa todos los días del año, ¿qué hacemos con los clientes uruguayos que precisan gas todos los días? El golpe de gracia a esta idea que había propuesto Foster Wheeler -que se había analizado en algún momento- de colocarla en mar abierto se dio cuando el Vicepresidente de UTE y el Presidente de Gas Sayago viajaron para contactar a posibles proveedores. La opinión lapidaria fue, dicho en buen criollo: "Ni sueñen que van a firmar con nosotros un contrato para proveer gas natural licuado con un barco que está en la mitad del mar sin ningún tipo de protección". Esto nos llevó a redireccionar rápidamente nuestra energía vital hacia un proyecto que tuviera características razonables para nuestro ambiente oceánico y natural del Río de la Plata y los requisitos de este tipo de proyectos a nivel internacional. Por varias razones que figuran en esta transparencia, se detectó claramente que el punto más eficiente era Punta Sayago. Allí se pueden construir obras de abrigo que sean viables técnica y económicamente sin tener que hacer dragados en grandes profundidades, ya que está suficientemente cerca de la costa como para generar sinergias con otros proyectos. Por otro lado, el gasoducto submarino que había que hacer era muy corto, de apenas cuatro kilómetros, con costos menores y con dificultades técnicas bastante menores. Al mismo tiempo se podía aprovechar el canal de acceso al Puerto de Montevideo y los servicios complementarios se podían obtener más fácilmente por estar cerca de la costa. Por otro lado -me voy a detener los próximos minutos sobre la última frase de esta transparencia-, esta planta está suficientemente alejada de la costa como para no distorsionar el funcionamiento de las zonas costeras. Como vamos a ver, esta planta no está cerca de la costa sino lejos, en relación a los estándares internacionales.

Lo que vemos ahora es un fotomontaje que muestra dónde van a estar la escollera, el barco regasificador y el barco metanero cuando tenga que venir a descargar gas natural licuado, frente a Punta Sayago, a dos kilómetros y medio de la costa. Esta otra imagen es un mapa que muestra en marrón el gasoducto submarino, esa línea recta que va entre la punta de la escollera y Punta Yeguas. Por otro lado, en azul se ve el trazado de lo que va a ser el gasoducto terrestre que se va a construir para llegar hasta entroncarse con el gasoducto principal.

La foto aérea que podemos ver muestra dónde están Casabó y Santa Catalina, los dos barrios más cercanos a la zona, y en rojo se ve el gasoducto, que pasa por chacras pero no por ningún centro poblado. En amarillo se ve la ruta especialmente rediseñada y reconstruida para el acceso al obrador, que va a estar ubicado en Punta Sayago durante los diecinueve meses de construcción. La ruta que se amplía específicamente para esto tampoco pasa por ningún centro poblado, no toca Casabó ni Santa Catalina. Esto fue importante en el diseño de todo el proceso para la construcción de la obra.

La terminal tiene capacidad de almacenamiento y de regasificación. El almacenamiento va a comenzar en 170.000 metros cúbicos en la etapa puente, durante los primeros quince meses de funcionamiento y luego, cuando se termine de construir el barco definitivo, construido específicamente para este proyecto, la capacidad de almacenamiento va a llegar a 263.000 metros cúbicos de gas natural licuado. Como estos son números que a los señores Diputados no les deben decir mucho, creo que es interesante manifestar que la cantidad de energía almacenada allá adentro es casi la

misma almacenada en forma de agua en las represas del Río Negro; duplicamos la capacidad de reserva pensando en el sector eléctrico en particular. La capacidad de regasificación también es importante; hay un mínimo que hay que hacer por medio de lo que se llama técnicamente el "boil off", la evaporación espontánea del gas natural que en forma licuada está a muy baja temperatura y se regasifica espontáneamente llegando al máximo de 10:000.000 metros cúbicos con la posibilidad de ampliación a 15:000.000 metros cúbicos por día.

Hay un elemento que no es menor, extremadamente importante para mi punto de vista, y es que esta instalación permite recibir metaneros, o sea los que vienen a descargar el gas natural licuado, de entre 70.000 y 190.000 metros cúbicos. Esto significa más del 90% de la flota existente y de construcción en el mundo; por lo tanto, la casi total de los barcos metaneros que trasladan gas natural licuado en el mundo van a poder traerlo de acuerdo al diseño que se realizó en esta terminal.

Lo que aparece a la izquierda de la imagen es lo que va a estar permanentemente, la FSRU, sigla en inglés que significa unidad flotante de almacenamiento y regasificación, y lo que está a la derecha es el barco metanero, que va a venir cada tres o cuatro semanas, aunque al principio va a ser cada dos meses, que permanecerá anclado durante 24 horas, descargará su contenido y volverá a salir.

Esta imagen muestra un corte de la unidad de almacenamiento y regasificación que se va a construir específicamente para este proyecto; lo grueso es el almacenamiento y lo que está atrás, señalado por la última flecha que aparece a la izquierda, es la regasificadora en sí: un intercambiador de calor por medio del cual se toma agua de mar que calienta el gas natural licuado y evaporándose este último de manera natural.

La siguiente imagen muestra un barco metanero ingresando en la Bahía de Guanabara. Ustedes pueden ver que los barcos metaneros conviven con los puertos y las ciudades; es algo usual en todo el mundo.

En la imagen se muestra cómo será la zona de maniobras. En realidad, se va a realizar un dragado para obtener una zona de maniobras y un corto canal a efectos de llegar desde el canal principal hasta Punta Sayago.

También es interesante compartir con los señores Diputados que este es un proyecto país. En realidad, la cantidad de organismos públicos que participaron en este proyecto supera la docena. En particular, se trabajó codo a codo con la Administración Nacional de Puertos, a fin de tener la certeza de que este proyecto, no solo no interferirá en un eventual futuro desarrollo portuario en la zona de Punta de Sayago, sino que pudiera generar alguna sinergia. Por lo tanto, el proyecto fue desarrollado en forma conjunta con la ANP.

SEÑOR DELGADO.- Solicito un intermedio de cinco minutos.

SEÑOR PRESIDENTE.- Se va a votar.

(Se vota)

——Cinco por la afirmativa: AFIRMATIVA. Unanimidad.

La Comisión pasa a intermedio.

——Continúa la reunión.

SEÑOR MÉNDEZ.- Continúo con la presentación.

Entonces, una vez que definimos el lugar para realizar la planta, era imprescindible llevar a cabo todos los estudios en relación a aspectos ambientales, de seguridad e

impactos sociales, a fin de garantizar que este proyecto es sustentable desde todos esos puntos de vista.

En realidad, este es un proyecto de muy bajo impacto ambiental. Casi toda la obra se llevará a cabo en el mar, excepto el gasoducto terrestre y, como dije, el GNL no contamina, por lo que en caso de derrame no se presentarán dificultades, inclusive, si todo el contenido del barco se derramara. Como dije, el gas natural no es tóxico; además, el proceso de regasificación no implica ningún intercambio de químicos, ni siquiera hay contacto entre el gas natural licuado y el mar, ya que pasan por caños diferentes.

Por supuesto, lo que se producirá será un enfriamiento del agua de mar debido al intercambio de calor, ya que el GNL está frío, pero esto solo ocurrirá hasta un centenar de metros con respecto al punto de descarga del agua más fría. Además, no se producirán impactos de sedimento sobre la playa, y el tráfico naviero será escaso, ya que al principio habrá un metanero cada dos meses, después cada un mes. Sin embargo, a pesar de todos estos elementos, se realizó un muy pormenorizado estudio de impacto ambiental, el cual no voy a mencionar en este momento, ya que dejaré la información para que sea analizada por la Comisión.

De todos modos, quiero decir que dicha información cuenta con todos los parámetros analizados en relación a la construcción de la escollera; además, figura de dónde se saca la arena y cómo se transportará la piedra. Inclusive, se analizaron aspectos relativos al tránsito de la piedra y eventuales accidentes. En ese sentido, quiero recalcar que en la zona se hizo una ruta prácticamente nueva, ya que el camino que va desde la Ruta Nacional Nº 1 hasta Punta Sayago se reconstruyó, se realizaron sendas peatonales específicas y se instalaron cuatro nuevos semáforos. Por lo tanto, estamos hablando de una obra que beneficiará a toda la zona.

Asimismo, se analizó todo lo relativo a los ruidos, a las emisiones atmosféricas y al impacto sobre la navegación; el señor Diputado Delgado adelantó que realizará algunas preguntas sobre la pesca artesanal, por lo que no me voy a detener en este tema.

Como dije, se realizaron diferentes estudios sobre los posibles impactos ambientales, a fin de demostrar que están dentro de lo razonable y permitido. En realidad, este es un proyecto -debemos insistir en esto, ya que es un elemento central- que disminuye la carga ambiental que ejercemos los uruguayos sobre nuestro territorio. Y la gráfica que estamos observando habla por sí misma; las barras que contiene representan la situación que podría presentarse sin la instalación de la regasificadora desde la actualidad hasta el año 2030. En azul figura cómo hubieran crecido las emisiones de gas y el efecto invernadero en nuestro sistema de generación eléctrica sin la regasificadora, y en gris como van a disminuir y, prácticamente a estabilizarse, las emisiones, por cerca de quince años. Esto quiere decir que en el año 2030 vamos tener ocho veces menos emisiones que las que hubiéramos tenido sin la planta regasificadora. Además, debe tenerse en cuenta el impacto que esto tendrá en cuanto al posicionamiento internacional del país en materia de lucha contra el cambio climático. Por lo tanto, la regasificadora tiene un impacto ambiental claramente positivo.

En cuanto a la seguridad, quiero dejar dos mensajes.

En primer lugar, hace cincuenta años que en el mundo no se producen accidentes de relevancia en plantas regasificadora. Con esto quiero decir que durante este tiempo no se produjeron accidentes que impactaran directamente sobre la gente que vive cerca de la terminal; como máximo -como ocurre en cualquier instalación industrial- se produjeron accidentes que involucraron a algunos trabajadores, que es lo usual a nivel industrial. Y esto se debe, entre otras cosas, a que se trata de una industria que se desarrolla bajo

estrictas regulaciones internacionales; en la imagen que está en pantalla figura el conjunto de los organismos internacionales que regulan la seguridad en esta industria.

Pero a pesar de todo esto, se decidió realizar un estudio específico -se contrató una empresa a tales efectos- para analizar qué pasaría si se produjeran accidentes en esta planta en particular, y si el impacto sobre la gente y el medio ambiente podrían llegar a estar dentro de lo previsible. Y en la imagen que está en pantalla se pueden apreciar algunas de las conclusiones obtenidas. Por ejemplo, podría darse un escape de gas natural -que es un accidente típico- en dos mil cien años, y cada dos mil seicientos años se podrían dar otros de los accidentes previstos. Y dijimos: si justo sucede en los próximos diez o quince años, ¿qué pasaría? Entonces, se analizaron diferentes accidentes, como ruptura del brazo de descarga, etcétera. En los gráficos pueden ver círculos en rojo, amarillo y verde, que muestran hasta dónde llegaría el impacto de estos accidentes. La zona dentro del círculo en rojo tendría un impacto importante, la que está dentro del círculo amarillo un impacto relativo y la que está en verde es la que ya no sufriría impacto. En ninguno de los casos -ni siquiera en el peor, de una explosión masiva en la inyección en el gasoducto a presión- hay un impacto que llegue sobre la tierra, que es lo que queríamos garantizar.

En definitiva, el análisis de seguridad muestra que en ningún caso, ni una nube que se inflame, ni el calor por combustión, ni una depresión, afectaría la zona costera. Por lo tanto, no existe la posibilidad de un impacto eventual, siquiera imaginable, sobre la población. La empresa concluye claramente diciendo que la ubicación de la terminal está más lejos de la población que cualquiera de las distancias de impacto estimadas para eventos de GNL examinados. Esto es consistente con lo que sucede en el mundo.

Esta gráfica muestra las decenas de plantas regasificadoras de este tipo que existen en todo el mundo. Por ejemplo, la de Zeebrugge, en Bélgica, que es la más grande de Europa; a unos cientos de metros del barco metanero hay un paseo al que concurre la gente. En la siguiente fotografía vemos un metanero ingresando al puerto de Boston, al lado de los grandes rascacielos de la ciudad. Esta es la imagen de un metanero ingresando en la Bahía de Guanabara, en Río de Janeiro. La siguiente es una imagen aérea de Barcelona, de la zona donde está la planta regasificadora. La línea en rojo muestra los 2.600 metros que existen entre nuestra terminal regasificadora y Punta de Sayago. Verán que en un radio en el que en Uruguay solamente habrá agua, en Barcelona hay algo más, en particular el Estadio Olímpico, al que pueden concurrir entre 70.000 y 80.000 personas. El Montjuic está a 1.000 metros, para tener una idea de lo que son las distancias usuales entre este tipo de plantas regasificadoras y la población. En nuestro caso, al doble de esa distancia solo habrá apenas una punta rocosa, porque las casas están bastante más lejos. En definitiva, quiero trasmitir que esta planta no estará cerca sino lejos de centros poblados, de acuerdo con lo que son los parámetros mundiales.

En materia de los vínculos con la zona, somos absolutamente conscientes de que es una de las zonas más vulnerables de Montevideo. Por lo tanto este proyecto, en el peor de los casos, no puede empeorar la situación. Sí puede mejorarla, pero no empeorar ninguna de las condiciones ya complejas que existen en esta zona tan vulnerable de Montevideo. Por eso desde hace por lo menos dos años venimos trabajando con más de una decena de organismos estatales como el Mides, el INAU, la Intendencia de Montevideo, la ANP, el MTOP, la Dinara. Hubo decenas de charlas informativas y se detectaron dificultades con los vecinos, por lo que se implementaron reuniones técnicas con ellos. Justo es decir que en la zona persisten algunas percepciones negativas sobre el proyecto; la mayoría están ligadas a suposiciones que no tienen un fundamento técnico o a concepciones ideológicas y asociaciones implícitas entre este proyecto y el de Aratirí,

al que rechaza una parte de la población. Se entiende incorrectamente que este proyecto está relacionado con Aratirí, y por ahí surge un núcleo de algunas decenas de personas -algunas son vecinas de la zona y otras no- que todavía tienen dudas importantes. Las dudas se han ido zanjando, en forma mayoritaria, a través del diálogo con los vecinos.

Un tema central es el plan de gestión social que se realizó a pedido de la Dinama, pero que ya venía realizando Gas Sayago. Se creó una comisión para hacer el seguimiento de eventuales dificultades que puedan surgir de estas percepciones negativas. Dejo para los señores Diputados un resumen del plan de gestión social.

Asimismo, se realizaron todos los trámites con la Dinama. Un elemento central que quiero que quede claro es que cuando se presentan las ofertas en abril de este año, la Dinama ya había otorgado el aval, es decir, la viabilidad ambiental de la localización. La Dinama ya había determinado, como autoridad ambiental del país, que en esa localización era ambientalmente viable la instalación de una planta regasificadora. Claro, no cualquier planta regasificadora. Por lo tanto, se hizo el estudio de impacto ambiental específico de este proyecto y fue al cabo de más de seis meses de análisis que la Dinama finalmente otorgó en octubre de este año -más de un año después de haber iniciado el análisis formal de estudio del proyecto, y luego de casi dos años de intercambios técnicos informales- la habilitación ambiental previa para poder comenzar la construcción de este proyecto.

En algún momento se señaló incorrectamente en la prensa que el contrato preveía una fecha límite del 31 de octubre, y una multa en caso de superarla. Eso no es así. En el contrato se planteaba que si antes del 31 de octubre no se otorgaba la habilitación ambiental, y por lo tanto no podía comenzar la obra, deberían renegociarse algunos tiempos y plazos del cronograma que había planteado la empresa, como comenzar con la compra de caños o encargar el barco al astillero en Japón. Es decir que se establecía la necesidad de rediscutir aspectos del cronograma de este complejísimo proyecto, en el que hay que ensamblar una cantidad de subproyectos para hacerlo posible. De modo que lo único previsto en el contrato firmado es que si no se otorgaba la habilitación ambiental y no comenzaba a regir antes del 31 de octubre, era necesario rediscutir el cronograma y eventualmente algunos costos. Por supuesto que si el cronograma cambiaba, había que recotizar algunos costos. Entonces, no había una fecha límite, no caía ningún contrato ni había ninguna multa en caso de que no se llegara a tener la habilitación antes de esa fecha.

En cuanto a los aspectos económicos, esta gráfica muestra la anualidad que tendrá que pagar Gas Sayago. Comienza en aproximadamente US$ 150:000.000. El azul representa el pago del arrendamiento del buque regasificador, el rojo el repago de los activos, es decir la escollera, el muelle, etcétera, y el naranja los costos de operación y mantenimiento directamente relacionados con la operación de la terminal. El total empieza en US$ 150:000.000 anuales, cae a US$ 110:000.000 en el año 2015 y baja brutalmente en los últimos años, cuando se terminan de repagar las inversiones y solo queda el costo de arrendamiento y de operación del barco. Esos son los costos a lo largo de los veinte años de duración total del proyecto.

Los beneficios económicos más importantes, más directos para el país están señalados en la transparencia. Por un lado, está la disminución de los costos de generación de UTE, que pasa de usar gasoil como complemento de las renovables a gas natural. Por otro lado, los sobrecostos que tiene el sistema eléctrico en los años particularmente secos, se reducen de una manera significativa. Ancap tiene ganancias específicas porque forma parte de la sociedad anónima transportista y de distribución del gas natural y como empresa gana en esos negocios. Hay un beneficio importantísimo que

no es para UTE ni para Ancap, sino para los usuarios, quienes tendrán gas natural mucho más barato que el que hoy está ingresando al país. Hay ingresos impositivos para el fisco, que también hay que tener en cuenta en la evaluación del proyecto.

Asimismo, hay una cantidad de beneficios directos que no fueron considerados en la evaluación primaria que se hizo. Por ejemplo, la venta de gas natural licuado directamente a los buques o la venta de la capacidad de muellaje en este importante muelle que se habrá de construir.

Además, hay beneficios indirectos. El desarrollo de esta infraestructura marítima potencia la posibilidad de una sinergia con un eventual puerto específico de la ANP en la zona. Esto potencia también la operativa portuaria del Puerto de Montevideo. Existen beneficios laborales durante la construcción -más de 600 personas en total involucradas durante el proyecto de construcción-, importantes beneficios para la zona aledaña a la terminal y una disminución del costo ambiental. En nuestro país no estamos acostumbrados a internalizar los costos ambientales, pero si lo hiciéramos esto tendría un impacto muy importante sobre la economía. Estos beneficios indirectos no fueron estimados pero hay que mencionarlos porque existen.

Además, es imposible dejar de tener en cuenta en un análisis económico los posibles beneficios económicos de una participación argentina como cliente. Hoy Argentina no solamente importa gas natural licuado sino también gasoil, en particular para satisfacer sus necesidades de generación de electricidad. Si Argentina dejara de importar gasoil y lo reemplazara por cinco millones de metros cúbicos de gas natural importados desde nuestra planta, la disminución de costos de generación de un año sería de US$ 676:000.000. Esto muestra cuál es el potencial negocio que existe por la lógica económica y que hay un amplio interés de las dos partes en que Argentina utilice esta terminal regasificadora como fuente de ingreso de gas natural a su sistema productivo energético.

La evaluación de los beneficios económicos se basa, naturalmente, en modelos, y uno tiene que suponer variables, por ejemplo en cuanto a cómo habrán de evolucionar los precios del gasoil y del GNL, y esto exige un análisis de sensibilidades.

En esta gráfica se muestran cuáles son los beneficios económicos estimados, de acuerdo con los modelos analizados. En particular, por el solo hecho de la sustitución de combustibles para UTE, el valor actual de los beneficios de todo el período -traído a valor presente con una tasa de descuento de 10% en el total del período-, por sustitución del gasoil, sería de alrededor de US$ 1.000:000.000; en función de las hipótesis, entre US$ 826:000.000 y US$ 1.059:000.000 durante veinte años.

En lo que se podría llamar seguro climático, es decir, lo que se cubre la macroeconomía nacional por no tener más años de gran impacto sobre el déficit fiscal, por tener sobrecostos energéticos, se estimó en US$ 200:000.000. Los beneficios directos para Ancap, por participar en el negocio de transporte y distribución de gas natural, son de alrededor de US$ 150:000.000. Hoy, el piso de los beneficios directos, es decir, si simplemente tomamos los usuarios actuales y les cambiamos los US$ 10 de diferencia entre que el país compre gas natural a US$ 25, como ocurre hoy, o a US$ 15, como venía entrando en el sistema después de que se repagó la regasificadora, el GNL y todo, es de cerca de US$ 160:000.000, alrededor de US$ 100:000.000 de recaudación fiscal y, además, en función de diferentes hipótesis -conservadoras todas ellas y de participación argentina-, en el peor de los escenarios un mínimo de US$ 100:000.000 que puede llegar hasta cerca de US$ 1.000:000.000, y en escenarios conservadores eventualmente hasta US$ 570:000.000.

Insisto en que en todas estas evaluaciones no se cuantifican elementos centrales como posibles sinergias con otros proyectos, en particular portuarios. Todo esto se muestra en una gráfica donde aparecen en diferentes colores los distintos componentes de beneficios que se marcaron. Las cifras figuran en millones de dólares a lo largo de todo el período. La línea roja horizontal muestra el valor presente del costo total; con las columnas se muestra el beneficio presente total y, naturalmente, lo que está por encima de la línea roja es el superávit. En función de las hipótesis de participación argentina, todas ellas conservadoras -como decía-, los beneficios pueden ir desde US$ 700:000.000 a US$ 1.100:000.000. Esta es la estimación que hizo el Poder Ejecutivo, con ciertas sensibilidades. En algún momento se discutió la posibilidad de que UTE dijera cosas diferentes y, efectivamente, algunos técnicos y alguna gerencia de UTE hicieron alguna estimación distinta.

En la gráfica que se muestra al costado se señala cómo cambian las conclusiones, en función de las hipótesis más conservadoras de los técnicos de UTE. Se observa que existen diferencias pero que no son tan significativas: sigue habiendo beneficios claros netos aun en ausencia total de participación argentina. Esto quiere decir que si en todos los modelos posibles se retira el color naranja de arriba, que equivale a lo que contribuye la participación argentina y los beneficios del proyecto, de todas formas se observa que bajo cualquier hipótesis los beneficios son positivos para el proyecto.

Entonces, la conclusión es que el proyecto es altamente rentable bajo cualquier hipótesis. No hay que olvidarse de que, además, queda para el país una infraestructura portuaria marítima con una vida útil de cien años -muy superior a la vida útil de este proyecto- y que el valor de esa estructura ronda los US$ 500:000.000. Este es un beneficio más que queda para el país en los próximos años. O sea que se trata de un proyecto país, los destinatarios de los beneficiarios no son las empresas públicas sino el conjunto de los uruguayos y Ancap y UTE -según la visión que tiene el Gobierno del rol de las empresas públicas- son las facilitadoras para que este proyecto se lleve a cabo, aportando una mirada global, no solo para el bolsillo de las empresas sino también al beneficio de un desarrollo global del país.

Además, esta inversión se repaga en la misma proporción de los beneficios de las dos empresas, es decir, lo que se carga en las tarifas. Por lo tanto, cada una de las dos empresas se hace cargo en la proporción 10%- 90% y esta proporción 9- 1 surge de dos elementos que dan exactamente la misma conclusión. En primer lugar, ¿cuál va a ser la demanda máxima de UTE, cuando en Punta del Tigre esté el ciclo combinado en pleno funcionamiento? Va a ser de 4:500.000 metros cúbicos diarios, mientras que para Ancap será del orden de 500.000 metros cúbicos diarios. Es una proporción de 9 a 1 y si uno mide los beneficios brutos estimados para ambas empresas, rondan los US$ 1.000:000.000 para UTE Y US$ 150:000.000 para Ancap. Nuevamente, aquí vemos la proporción ya sea en la demanda pico como en los beneficios: la misma es del orden de 9 a 1 y esa fue la razón por la cual se resolvió que este proyecto fuera repagado en una proporción 90%- 10% entre UTE y Ancap.

¿Cómo fue el proceso de selección y de adjudicación? Es importante recordar que Gas Sayago, la empresa encargada de esto, dio una amplia participación a todo el sector político nacional en todas las decisiones que se tomaron. En primera instancia, surge este proyecto y blinda políticamente el acuerdo multipartidario; en segundo lugar, Gas Sayago es el instrumento para llevarlo adelante. Esta fue una decisión tomada por unanimidad de los dos Directorios de UTE y de Ancap, con los seis votos del Gobierno, los dos del Partido Nacional y los dos del Partido Colorado, y se resuelve una amplia participación del Gobierno y de la oposición en el Directorio de Gas Sayago, con la misma cantidad de Directores del Gobierno que de la oposición. La enorme mayoría de las decisiones fueron

tomadas por unanimidad. Los costos previstos esperados estaban en conocimiento de todos los Directores de UTE y de Ancap desde mucho tiempo atrás. En particular, quiero mencionar -el señor Diputado Delgado estuvo muy preocupado en estos meses con relación a la participación de Gobierno y oposición en esta decisión y hoy lo manifestó nuevamente en Sala- que en el gabinete energético -que el señor Ministro reúne periódicamente-, del 1º de setiembre de 2011 se realizó una exposición sobre el proyecto GNL del Plata y, en particular, se presentó a los diez Directores del Gobierno y de la oposición. Allí se mencionaba que el costo probable de este proyecto ascendería a entre US$ 140:000.000 y US$ 160:000.000 anuales. Esto fue lo que se presentó como estimación. Les recuerdo la gráfica que les mostré hace un rato: solo durante los tres primeros años el valor estará por encima de los US$ 140:000.000; a partir de allí se encontrará por debajo de lo que era el piso de costo estimado. Quiere decir que los costos de la oferta ganadora están por debajo de la expectativa que los Directores de UTE y de Ancap, del Gobierno y de la oposición, tenían y conocían desde el año 2011, o sea que este proyecto no fue una sorpresa. Por el contrario, uno podría decir que estuvo hasta por debajo de los costos esperados.

El análisis previo del modelo de negocio estuvo en conocimiento de los Directores de las empresas, en particular, la participación o no de Argentina y el hecho de que UTE tenía que hacerse cargo del 90% de la inversión. Menciono simplemente una presentación en el Directorio de UTE, de mayo de 2012 -un año antes de que se adjudicara el proyecto-, en la cual en el capítulo de inversiones y costos se analizaron modelos con Argentina, sin Argentina, con Argentina como cliente firme y como cliente excedente. Allí se veían los mismos números que terminaron siendo los que acordamos un año después para evaluar el proyecto: había cerca de US$ 1.000:000.000 de beneficio para UTE sin Argentina, lo cual coincide con el análisis en que terminó cerrando la negociación.

Sobre el proceso de decisión en sí mismo, es importante señalar que hubo una lista de más de cincuenta técnicos nacionales, de una diversidad de organismos que participaron; se contrataron dos decenas de estudios de las principales empresas mundiales en materia de análisis de localización, de aspectos técnicos, de modelos de negocio, de temas jurídicos, de temas ambientales, de circulación de agua, de seguridad, etcétera. Todos esos informes tuvieron una total y absoluta transparencia informativa. Si bien es cierto que algún informe tuvo que mantenerse en reserva porque la propia empresa contratada así lo exigió, los Directores del Gobierno y de la oposición de UTE y de Ancap tuvieron acceso a toda esta información a lo largo de todo el proceso y, naturalmente, como corresponde, los señores Diputados también pueden acceder a esa información en el caso de que lo requieran. Por supuesto que el hecho de no hacer pública esa información no quiere decir que sea secreta; son cosas absolutamente diferentes. Simplemente, esa información tiene que ser manejada con reserva y, por supuesto, la misma incluye compartir la información con el Parlamento nacional.

Aclaro que ese proceso de selección tuvo una total transparencia informativa por parte de los Directorios. Creo que es muy importante detenerme unos minutos en cómo fue el proceso de adjudicación. El 18 de abril se recibieron las cuarto ofertas de las empresas preseleccionadas. Una semana después la Gerenta General de Gas Sayago informó sobre las características técnicas de cada una de las cuatro ofertas, un análisis de riesgo de cada una de ellas, la posición relativa de los costos de cada una de ellas, así como la evolución de las negociaciones. Ese mismo día los Vicepresidentes respectivos de UTE y de Ancap, en cada uno de los Directorios, informaron al resto de los Directores de las dos empresas públicas lo que había compartido la Gerenta General de Gas Sayago. Unos días después, el 3 de mayo, el Presidente de UTE y el Vicepresidente de

Ancap informan a todos los Directores de UTE y de Ancap que se había resuelto iniciar un corto período de negociación específico exclusivamente con la empresa GDF Suez, que parecía claramente la mejor posicionada; como esto es una negociación que involucra US$ 1.000:000.000 había que mantener en reserva la información y tomar decisiones muy rápidamente para que no cayera la negociación. El 9 de mayo el Directorio de UTE recibe el último informe de beneficios. Entre el 8 y el 10 de mayo los Directores de Ancap recibieron también los últimos informes de beneficios. El 13 de mayo la Gerenta General recibió la última oferta negociada durante los días anteriores, tal como había sido informado a los Directores de UTE y de Ancap. A la mañana siguiente, toda esta información se presenta al Directorio de Gas Sayago, incluyendo toda la información que se había intercambiado durante todo ese tiempo. Esa misma mañana se comunica a los Directores de UTE y de Ancap y esa tarde, en conferencia de prensa, se anuncia el fin del proceso. Esa es la información. Lo importante es que la decisión se tomó mediante evaluación técnica realizada por más de cincuenta técnicos en total, y por unanimidad se recomienda adjudicar a GDF Suez, dado que es la que resulta con mayores niveles de aceptabilidad. Si bien las otras propuestas no son desechables, presentan carencias de difícil remedio o necesidad de profundizar en su resolución. O sea, se recomienda que la única empresa a la que realmente corresponde adjudicar es GDF Suez. Esto lo firman diecinueve técnicos de siete organismos diferentes, entre ellos, la Universidad de la República. Lo que no es menor es que Gas Sayago contrata a una consultora independiente que hace una auditoría permanente de todos los procesos. Algunas frases de esta empresa con relación a esa auditoría refieren a que el procedimiento licitatorio elegido en forma general ha sido inobjetable, los criterios de evaluación y los requisitos debidamente informados fueron cumplidos en forma, mientras que la selección de la empresa ganadora, sin perjuicio de la libertad de que disponía Gas Sayago sociedad anónima para realizarla, por trabajar bajo derecho privado, fue fundada en criterios técnicos y de identificación fijados, cumpliéndose a cabalidad el marco legal, estatutario y el propio marco del llamado establecido en la resolución del Directorio. El informe dice cosas como que a pesar de que no era necesario por tratarse de un llamado enmarcado en el derecho privado, igualmente Gas Sayago, durante toda la licitación, cumplió principios generales de la licitación pública, como publicidad y transparencia, igualdad entre los oferentes, objetividad y confidencialidad. Esto lo dice la empresa independiente Posada y Vecino, que fue contratada por Gas Sayago para hacer una auditoría independiente de todo el proceso de adjudicación y selección.

Con todos estos elementos, con una decisión política que fue blindada tres años antes, con más de un año de análisis de los beneficios económicos, con costos del proyecto inferiores a los previstos, compartido por el señor Ministro con el gabinete energético y los Directores del Gobierno y de la oposición, dos años antes, con un claro y unánime análisis del equipo técnico recomendando adjudicar a una empresa en particular y con un contundente respaldo formal de un estudio independiente, el Directorio de Gas Sayago el 17 de mayo termina adjudicando el proyecto a GDF Suez, lamentablemente, solo con tres votos y uno en contra, sin abstenciones.

Luego de la adjudicación, como es usual en este tipo de proyectos, se dio una intensa negociación entre los técnicos jurídicos e ingenieriles de ambas partes, en la que participaron directamente las Gerencias de UTE y Ancap y los asesores de Gas Sayago. Los Directorios de UTE y Ancap fueron recibiendo información de las Gerencias, con una opinión favorable al contrato negociado, lo que llevó a que el Directorio de UTE aprobara del contrato, con el voto favorable del único Director de la oposición que estaba trabajando en el Directorio, el señor Enrique Antía.

Voy a obviar todos los detalles, y si algún Diputado tuviera alguna duda específica de algún contrato, haré las aclaraciones pertinentes.

Para terminar, quiero decir en qué estamos hoy. Las obras de dragado están en curso hace casi dos meses y las de la escollera ya empezaron, pero la parte fuerte comenzará en enero, cuando se traigan las piedras, que es lo más voluminoso

Seguramente, esta semana o la que viene se cierre la licitación para construir el gasoducto.

Por otra parte, la compra de GNL seguramente se hará no antes del segundo semestre de 2014; UTE y Ancap están en la última de negociación. Si bien en régimen de Comisión General podríamos compartir algún otro dato de mayor importancia, en cuanto al precio la Comisión comprenderá que en estas negociaciones hay que mantener absoluta reserva. Yo solo puedo adelantar que los precios están ligeramente por debajo de lo previsto.

Las negociaciones para firmar un contrato con Argentina avanzan por buen camino; no debería preverse antes del primer semestre de 2015, cuando esté por comenzar la obra. Seguimos pensando que hacia fines del primer semestre de 2015, de acuerdo con lo que está previsto en el cronograma, la obra estaría terminada.

En resumen, se trata de un proyecto resuelto con el más alto consenso nacional. En la conducción de este proceso participaron directamente los tres principales partidos políticos del país.

Se llevó a cabo todo el proceso con un altísimo nivel de transparencia, se siguió toda la normativa adecuada para manejo de fondos públicos, la solución tecnológica adoptada siguió las mejores prácticas tecnológicas a nivel internacional, adaptadas a nuestra realidad.

A su vez, la solución cumple los más altos estándares nacionales e internacionales en materia ambiental y de seguridad. Se descarta toda posibilidad de incidencia negativa sobre la población. Este proyecto tiene impactos claramente positivos, claros beneficios económicos para el país, contribuye a la reducción de los costos energéticos, deja infraestructura por un valor cercano a los US$ 500:000.000, que sobrevivirán, por lo menos, cien años a este proyecto específico.

Por otra parte, el acuerdo que se alcanza con la empresa se ajusta a derecho y los contratos preservan los derechos del Estado uruguayo y se ajustan a los riesgos asumidos en el pliego que votado por unanimidad.

SEÑOR DELGADO.- Sinceramente, agradezco al Ministerio y a la Dirección General de Energía el informe realizado; además, vamos a analizar en profundidad el documento que dejarán a la Comisión, junto a otros materiales cuyo envío se comprometió.

Se habló del comienzo de las obras; en ese sentido, sería bueno agendar para los primeros meses del año próximo un primer avance de construcción de las obras.

Voy a dejar de lado las interpretaciones políticas -porque discrepamos con la forma en que se trabajó en el proceso de adjudicación, con el tiempo para procesar la información- y el involucramiento que sintieron los Directores de la oposición en este proceso, ya que en su momento dimos nuestra opinión, como así también el Directorio del Partido Nacional. Creo que en la comparecencia anterior, cuando pedimos que los contratos pasaron por los Directorios de los entes, intentamos reencauzar un tema que no parecía importante, porque debería ser una cuestión nacional, y esto no quedara por

fuera de un acuerdo multipartidario, que no ratificó la política energética anterior, sino que la negoció. Sé que se ha hablado del particular en varias ocasiones, pero yo participé en la negociación, como varios de los presentes, y todos aportamos y cedimos para llegar a un documento acordado, con muy pocas discrepancias, que quedaron plasmadas en el acto, con lo cual, en realidad, el documento energético, una política energética a treinta años, y la instalación de una regasificadora estuvo presente.

También voy a dejar de lado otras cuestiones, porque hay interpretaciones diferentes -obviamente, nosotros reivindicamos la nuestra-, pero trataremos de centrarnos en lo más importante, que es la obra que, repito, conceptualmente comparto, porque creo es un asunto estratégico para Uruguay y en algún momento había que decidir si se hacía con Argentina y, a mi entender, se tomó la decisión correcta, porque yo ya di mi versión de cómo se sucederían los diferentes hechos y las noticias de hoy confirman que nuestra interpretación no era errónea porque se bloquea el ingreso de productos uruguayos y no los de otro origen.

Creo que se obró bien, que es una cuestión estratégica, que contribuye a la diversificación de la matriz energética y más allá de la eficiencia energética, del beneficio medioambiental, de la baja dependencia del petróleo, Uruguay se coloca un escalón más arriba en la soberanía energética.

No obstante, tenemos algunas dudas. Algunos artículos de prensa dan cuenta de la compra del GNL a US$ 13 el millón de BTU. Más allá de que el Director General de Energía haya dicho que existen negociaciones que son auspiciosas, queremos confirmar este precio. Sabemos que se tomó un precio de referencia al elaborarse el proyecto. En ese sentido, queremos saber en qué se basó ese precio de referencia, cuando sabemos que hay países en la región que manejan precios diferentes; por ejemplo, Chile y Argentina manejan entre US$ 15 y US$ 17 el millón de BTU.

Por otra parte, tengo dudas respecto del almacenamiento, tema que no es menor. En este caso, el almacenamiento quizás sea desde el punto de vista logístico lo más importante, por lo que hemos tratado de aprender. En ese sentido, quiero confirmar si se aceptó una reducción del FSRU, que es la sigla en inglés correspondiente a unidad de almacenamiento de gas, definitivo a 242.000 metros cúbicos efectivos, cuando se manejaron cifras de 300.000. En un mercado con buques que andan en los 130.000 o 140.000 metros cúbicos, un almacenamiento pequeño impactaría en la logística muy fuerte, pudiendo obligar en el futuro a rechazar embarques o quedarse sin gas antes de tiempo. El almacenaje es un aspecto importante, sobre todo en contextos de demanda bastante volátil.

Por otro lado, quiero saber si en la segunda etapa del negocio se aceptó transitoriamente una FSRU Neptune de 132.000 metros cúbicos, que tiene fecha de partida determinada por contrato en octubre de 2016. Según tenemos entendido, en esta etapa, cuando el buque es más pequeño, el canon es más caro, alrededor de US$ 150.000 mensuales. Queríamos que se nos confirmara estas cifras.

Asimismo, queremos saber si está acordado el costo de reversión del gasoducto Cruz del Sur, que es un tema ya negociado, porque es una de las variables más importantes. Más allá de que se diga que la cuestión estratégica y económica son independientes de la variable argentina y de Aratirí, creo que en este caso se trata de dos variables muy importantes, sobre todo la de argentina por dos razones: por el déficit que tiene Argentina -todos los especialistas hablan de diez o quince años de resultados de inversiones en prospección y explotación de yacimientos, sobre todo en Vaca Muerta-, en materia de gas y energía eléctrica. Sabemos que en estos días se vendió energía eléctrica a Argentina, y aprovechamos la presencia del señor Ministro para preguntar si

es verdad, más allá de lo que diga el Jefe de Gabinete argentino y a qué precio. Acá se abren dos posibilidades con Argentina, que pasa a ser una variable muy importante: la venta de gas y la venta de energía eléctrica a Argentina. En ese caso, queremos saber si hay algún negocio en proceso con Argentina, si se ha encarado por la vía de venta de gas o de energía eléctrica, más allá de un convenio de reciprocidad que ha quedado bastante blindado de los problemas comerciales y políticos. Vinculado a este tema, nos gustaría saber cuál es el ente que vende el gas, en un proyecto en el que el 90% de la inversión y el repago lo tiene UTE y el 10% Ancap. Está claro cuál es el que vende la energía eléctrica, pero si Argentina, que tiene una potencialidad de regasificación de 10:000.000 de metros cúbicos por día, hace una demanda de gas firme -teniendo en cuenta que Uruguay vende menos de la mitad de eso-, ¿quién vende ese excedente?¿UTE, en proporción a la inversión o al repago, o es parte de un negocio de Ancap? Porque también se habló mucho de que Ancap avanzaría en la monopolización que hoy no tiene de la exportación- importación de GNL.

La otra pregunta tiene que ver con algo que ya se planteó en el Senado: cómo influye en la ecuación financiera del proyecto la incorporación prevista de 1.200 megavatios de energía eólica

Otra de las preguntas refiere al traslado a los consumidores. Quizás piensen que es una pregunta simple, pero es lo que a la gente más le puede interesar: si, en el caso de estar operativo, esto afecta a los consumidores de manera positiva, más allá de una mejor ecuación en cuanto a la matriz financiera. Más allá del precio del gas, quisiera saber si habrá una rebaja de tarifa de energía eléctrica por costo de generación menor.

Por ahí se habló de la interconexión con Brasil. Obviamente, también constituye una oportunidad adicional de vender energía a Brasil, de manera que la interconexión esté terminada, pero tenemos que ver las dos variables: qué pasa si Brasil tiene una energía hidráulica más barata y si, en realidad es más negocio comprar a Brasil que venderle energía, inclusive, generada a partir de la regasificación. Esta variable también funciona con Argentina. ¿Reinvertimos el flujo y compramos? ¿En esto estamos más condicionados? Por eso es importante saber si se ha avanzado en algún contrato en ese sentido.

Por otra parte, también quiero confirmar que la firma del contrato se hizo con una sociedad uruguaya y quiénes son los propietarios: la sociedad internacional, Gaz de France Suez o la sociedad portuguesa vinculada a Gaz de France Suez, que se llama Gas de France Energy Partipacoes Limitada.

Otro tema refiere al tema de la pesca artesanal. Traslado el tema porque estuvimos reunidos con los pescadores artesanales, quienes nos pidieron que preguntáramos si había algún estudio vinculado a la migración ictícola en la zona.

Otra interrogante tiene que ver con la participación de los organismos. Los señores Diputados son conscientes de que, por lo menos en la Administración Nacional de Puertos -esto es un alquiler a veinte años- yo no sé si está prevista la opción de poder renovarlo o no; no conocemos esa variable, pero es muy probable. Puede haber algún acuerdo sobre la escollera, una vez que pueda dejar de ser utilizada, por los motivos que sea. Inclusive, en un artículo de prensa se habla de la posibilidad del traslado, en un futuro, de una regasificadora a otras locaciones que queden en la órbita de la Administración Nacional de Puertos. La verdad es que he hablado con uno de los Directores de dicha Administración, quien pertenece al Partido Nacional, y la verdad es que el tema generó mucha sorpresa en cuando a la instrumentación, porque quien firma el acta de adjudicación es un representante que hoy es el señor Subsecretario de

Economía y Finanzas, el economista Alejandro Antonelli pero, en realidad, no hubo participación de las áreas técnicas del puerto.

En el puerto hay cuatro o cinco Gerencias vinculadas a todo lo que tiene que ver con logística portuaria que, en su momento, no fueron consultadas, y hay una persona -me dirán que se trata más de un tema del Puerto, pero esto generó allí algunos cortocircuitos, porque hay una cantidad de áreas vinculadas a la logística portuaria que no tuvieron participación- que firma las actas que tengo en mi poder. Es más, el Directorio se da cuenta después de que estaba firmada el acta de adjudicación.

En su momento, se había manejado que había interés de Petrobras en cuanto a la logística. Obviamente, por la cercanía que tenemos con Brasil queremos saber si se ha descartado o hay posibilidades de avanzar en algún otro negocio a mayor escala

Por último, no sé si el contrato firmado está calificado como reservado o no. Si no lo está, queríamos solicitar que lo enviaran a la Comisión, a los efectos de que pudiéramos leerlo.

Asimismo, queríamos hablar de las garantías. Hoy se pubicó en un diario que Gaz de France Suez depositó US$ 100:000.000. Se había hablado que el Estado uruguayo era garantía soberana que permitía a la empresa adjudicataria poder conseguir financiamiento para la obra. Queremos saber si esto es así y por qué monto.

SEÑOR BRIOZZO.- Como se dijo durante la presentación, el precio del GNL en este momento está en medio de una negociación, bajo condiciones de estrictos acuerdos de confidencialidad entre las empresas. El grupo de compra de GNL está formado por técnicos de UTE y de Ancap; Gas Sayago no compra GNL. Eso con respecto al tema de los precios. Todavía no tenemos los precios, porque tal como hemos dicho a todas las empresas proveedoras -que son una cantidad importante-, nosotros estamos tratando de elaborar una lista corta de empresas a efectos de poder negociar, a lo sumo, con tres simultáneamente, las condiciones de precio, flexibilidad, etcétera.

Lo que puedo decir con respecto a este tema de los US$ 13, es que ese monto fue, en su momento, una hipótesis conservadora para poder hacer todas estas cuentas que hemos mostrado. Lo que podemos adelantar -casi lo único que puedo decir como negociador en este momento- es que se confirma la hipótesis conservadora. Eso es todo lo que puedo decir en este momento.

SEÑOR MÉNDEZ.- Complementando la respuesta del señor Vicepresidente de UTE, quiero decir que el mercado del GNL no llega a ser un mercado de "commodities" porque, dependiendo de la zona del mundo, se dan precios diferentes. Las zonas cercanas al Océano Pacífico son, sin ninguna duda, las más caras del mundo. Como Japón y Corea suben el precio del GNL en esa región del mundo, lamentablemente Chile tiene que sufrir esos precios más caros. Por eso, los precios estimados de GNL para Chile son mayores que los que podemos estimar nosotros

Argentina, que fue el otro país mencionado por el señor Diputado Delgado, no compra en un mercado a largo plazo que estabiliza y reduce fuertemente los costos, sino que compra en el mercado spot, lo que ha llevado a que tenga que pagar precios más importantes que esos.

Tal vez deberíamos compararnos con Brasil, porqué está en la zona del Océano Atlántico y aspira a generar contratos a largo plazo. Ellos están pensando precios muy parecidos a los nuestros, claramente por debajo de los US$ 15. Está comprando por debajo de los US$ 15 y con la perspectiva de generar contratos por debajo de los US$ 13, que son los números que habíamos pensado.

De todas formas, es importante hacer dos aclaraciones. En primer lugar, como decía el señor Vicepresidente de UTE, nuestras estimaciones de US$ 13 están siendo optimistas. En buen romance, eso quiere decir que seguramente se conseguirán precios menores. Es más: en el análisis extremadamente conservador que se hizo del modelo de negocios, para los primeros tres años se supuso que el precio del GNL iba a ser de US$ 16 y no de US$ 13. Con ese precio se hizo toda la evaluación del modelo de negocio: US$ 16 los primeros tres años y US$ 13 a partir del cuarto año.

Insisto: como lo muestra la realidad, fueron estimaciones muy conservadoras.

SEÑOR BRIOZZO.- Quiero aclarar que la diferencia de precios entre los primeros tres años y un contrato a largo plazo proviene de la estimación de que el gas de las primeras compras podía no ser parte de un contrato con precios ventajosos, sino de compras más parecidas a compras spot, y teniendo en cuenta, además, las dimensiones menores del barco de tránsito y otros parámetros, que podía hacer menos ventajosa la compra en los primeros tiempos.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- La pregunta referida al tema del almacenamiento ha sido muy interesante, porque las dos empresas -Ancap y UTE- están en sociedad, pero tienen perfiles distintos de demanda. Los perfiles de demanda en relación a UTE son más probabilísticos, de mayor volumen en el caso de tener que usar gas natural para la generación pero, a su vez, no son permanentes, dependen en definitiva de los otros medios de generación. Por otro lado, la demanda de Ancap, en la medida en que vaya subiendo, va a ser generalmente estable. Una vez que se logren incrementar las demandas -picos de 300.000 metros cúbicos por día en residencial, industria, otras residencias y otras zonas- se harán más estables. Por eso, el determinante principal del almacenamiento ha sido UTE, porque tiene una demanda mucho más variable, y cuando uno tiene una demanda más variable, el almacenamiento es de mayor importancia.

SEÑOR BRIOZZO.- Lo que tiene que ver con el almacenamiento fue un trabajo permanente del grupo de GNL, porque para una planta de este tipo, un almacenamiento como el que nosotros vamos a instalar, es inusualmente grande. En definitiva, la planta regasificadora que se va a instalar en el Uruguay va a ser la más grande del mundo desde el punto de vista de almacenamiento; vamos a tener la FSRU más grande del mundo. ¿Por qué se llega a eso? Los barcos típicos que empezamos a manejar al principio de este proyecto eran del orden de 175.000 metros cúbicos de capacidad de gas licuado. Teniendo en cuenta el consumo estable, relativamente estable o previsible pero firme e ininterrumpido de Ancap y el consumo fuertemente variable de UTE, hicieron del almacenamiento una variable de optimización del sistema. Es decir, debíamos tener un depósito de gas natural licuado que en todo momento garantizara la demanda ininterrumpida del gas no eléctrico residencial de Ancap, más allá de que en algún momento UTE se quedara sin gas. UTE tiene alternativas para hacer mover lo que va a hacer mover con gas pero Ancap no. Entonces, se estuvieron comparando distintos escenarios para ver cómo incidía desde el punto de vista económico la mayor disponibilidad de almacenamiento teniendo en cuenta los embarques, la forma de consumo, el despacho óptimo y sobre todo el cálculo del despacho -me refiero a las máquinas que íbamos a poner en funcionamiento-, además de una optimización económica de todo el sistema, no solamente de la planta regasificadora sino de las represas, las eólicas -que están tenidas en cuenta; es más, son posibles porque vamos a tener regasificadora-, etcétera. Esto hay que recalcarlo y podemos ahondar al respecto. Se hizo un estudio y se llegó a un número tentativo muy cerca del óptimo del orden de 300.000 metros cúbicos de almacenamiento. El pliego salió de esa forma y las ofertas permitían implementar esos 300.000 metros cúbicos con dos barcos. En las

negociaciones posteriores a la adjudicación se vio que se reducían costos, plazos y riesgos utilizando un único barco. El barco más grande que se produce en el mundo es de 263.000 centímetros cúbicos de capacidad bruta. Se estudió cuánto incidía esa baja en la operativa, y teniendo en cuenta que con 240.000 metros cúbicos efectivos seguíamos conservando la misma flexibilidad y capacidad de optimización del despacho y, al mismo tiempo, la capacidad de recibir un embarque y disminuir las probabilidades de rechazo de embarques por no tener el tanque vacío, se acordó que económica y técnicamente era conveniente aceptar la solución de un único barco. De ahí surge el barco de 263.000 metros cúbicos.

SEÑOR MÉNDEZ.- Resumiendo, el resultado es la combinación de dos elementos: una optimización de costos y las posibilidades del mercado. Cuanto mayor sea la capacidad de almacenamiento más caro es, porque mayor es la inversión que hay que hacer, pero al mismo tiempo, más seguro es el sistema. Había que optimizar la seguridad del sistema al menor costo posible, y en esa optimización surgió un número entre 250.000 y 300.000 metros cúbicos de almacenamiento. A su vez, había que mirar el mercado. En el mercado no existe cualquier cosa; era más caro tener dos barcos que superaran los 300.000 que tener uno solo de más de 267.000, lo que no era posible. Esa combinación de optimización de costos y de ver lo que había en el mercado llevó a la solución ideal del barco que se está instalando.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Vamos a ir a la pregunta tres, aclarando que después las vamos a reagrupar en función de la similitud de los temas, si bien están ordenadas y muy claramente expresadas.

Efectivamente, se decidió hacer la planta regasificadora en dos etapas con la finalidad de tener el comienzo en junio de 2015 y luego el barco definitivo un año y medio después, adelantándonos a posibles problemas en los inviernos futuros. Quiere decir que hay una etapa de inicio y una etapa final en lo que al barco y a la construcción del muelle se refiere.

Vamos a pedir al señor Vicepresidente de Ancap que se refiera al Neptune, que forma parte de estas dos fases de las que estamos hablando.

SEÑOR RIET.- Efectivamente, como decía el señor Diputado, hay una pequeña diferencia de costo entre el barco del preinicio, que va a estar un año y poco y el que va a estar veinte años. La diferencia es muy menor; si sumamos la cuota mensual de escollera, barco y costos variables es de 14,3 millones con el barco definitivo y 14,35 con el barco del preinicio, el Neptune, el más chico. Los costos mayores tienen que ver con que uno es un contrato a veinte años y el otro uno de oportunidad en un período corto. Además, aquel barco tiene en sí mismo algunos costos como lo explicó anteriormente el Director Nacional de Energía. El barco definitivo va a regasificar utilizando el agua del mar que toma a temperatura ambiente por un lado y saca más fría por el otro. En cambio, el Neptune no tiene ese sistema; va a regasificar calentando agua con gas natural adentro del barco, lo que supone algunos costos mayores, pero la diferencia es muy menor.

SEÑOR DELGADO.- Esta no es la cifra que manejamos. Hay una diferencia de canon mayor que la que se desprende de los datos que tenemos. No lo afirmamos, estamos preguntando.

SEÑOR RIET.- Revisaremos las cifras y las confirmaremos; estas son de fines de noviembre específicamente para el barco. Son 5,04 el Neptune y 4,89 el otro barco.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Seguimos con las preguntas que se hicieron con respecto a la obra en sí.

La pregunta cuatro tiene que ver con el costo de reversión del gasoducto Cruz del Sur y se refiere específicamente al hecho de que el gasoducto, que fuera construido a principios de los noventa, está subutilizado, porque evidentemente es para varios millones de metros cúbicos y lo hemos utilizado para 200.000, que es lo que se provee desde Argentina. Como todos sabemos, en el futuro va a tener aspectos de reversión en algunos de sus sectores, no necesariamente en todos, porque va a conectar con un gasoducto chico que se hace desde el barco al Gasoducto Cruz del Sur y va a dirigir parte de su gas hacia Argentina, en el caso de que esto se concrete. Yo diría que en ese costo de reversión hay un tema más complejo que es el del gasoducto en sí. Lo estamos tratando en este momento pero voy a pedir al Director Nacional de Energía que nos ilustre en mayor detalle al respecto.

SEÑOR MÉNDEZ.- Acá hay dos o tres elementos importantes para compartir. Por un lado, el vínculo con Gasoducto Cruz del Sur es excelente. En esto ellos han visto claramente una oportunidad de sinergia entre su proyecto y el de la regasificadora. A tal punto el vínculo es excelente que Gasoducto Cruz del Sur está trabajando junto con Gas Sayago para seleccionar a la empresa que va a construir el nuevo gasoducto de interconexión y tiene técnicos trabajando permanentemente con los técnicos estatales para llevar adelante ese proyecto. Creo que eso es lo más importante. Reitero que el vínculo es excelente y está funcionando muy bien la comunicación entre Gas Sayago y Gasoducto Cruz del Sur.

El segundo elemento para compartir es que los costos de esa reversión de flujo y las inversiones que hay que hacer son extremadamente bajos. Estamos hablando de unos centenares de miles de dólares o seguramente menos; cantidades muy menores en relación a lo que es toda esta obra.

El tercer elemento es que el tema haya sido cerrado completamente, a tal punto que el Poder Ejecutivo ha tomado dos actos normativos. El primero es un decreto por el que se determina cómo se va a llevar adelante este vínculo entre Gas Sayago y Gasoducto Cruz del Sur. Ya se determinó en ese decreto y en un par de resoluciones complementarias que firmó el propio Ministro que Gasoducto Cruz del Sur es una concesión de obra pública propiedad del Ministerio y es, por lo tanto, el propio Ministerio el que se va a encargar de llevar adelante a través de Gas Sayago esas inversiones de flujo que, insisto, representan muy poco dinero y ya están técnicamente y desde todo punto de vista acordadas.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Continuando con las obras, la pregunta número trece tiene que ver con si continúa el interés de Petrobras. Decididamente, la obra está enmarcada dentro de lo que son las empresas actuales: GDF Suez, que subcontrata a su vez a una empresa brasileña OAS, financiada por Marubeni, una empresa japonesa de primera línea.

Por supuesto, seguimos teniendo interés en Petrobras, pero con respecto a gasoductos, en primer lugar, por Montevideo Gas y, en segundo término, porque no se descarta que en el futuro -alguna conversación ha habido al respecto- se hable de ventas a Brasil. Esto no fue mencionado porque estamos centrados en Argentina, pero eso podría darse en algún momento, aunque recién se está hablando del tema.

Concretamente, podemos decir que la obra será conducida por GDF Suez.

El señor Diputado Delgado realizó una serie de preguntas referidas a ventas, pero antes de abocarnos a ellas, quisiera que se concluyera con los aspectos de la obra. Por tal razón, solicito que se le otorgue la palabra a la señora asesora de UTE, a fin de que se refiera al contrato y la garantía soberana.

SEÑORA RAMÓN.- En realidad, hay dos aspectos que tienen que ver con elementos jurídicos. Uno refiere a la empresa que suscribió el contrato, y el otro el tipo de garantías que se constituyeron.

La empresa que resultó adjudicataria fue GDF Suez Energy Latin American Participaçoes Limitada. En el momento de su adjudicación, acreditó que es una empresa controlada y miembro del Grupo GDF Suez y que, por tanto, cuenta con acceso a su experiencia en función de su pertenencia al grupo, por lo que se puede acceder a ella en caso de ser necesario, a los efectos de llevar a cabo el proyecto.

El pliego prevé que el proveedor puede cambiar a sus accionistas, siempre y cuando, no implique una desvinculación mayor al 25%, y que cuando se supere ese porcentaje, se requerirá la autorización expresa de Gas Sayago.

En este caso, se constituyó una empresa para suscribir el contrato y llevar a cabo el proyecto específico, que es uruguaya. Dicha empresa, en su capital accionario, cuenta con el 50% de GDF Suez Energy Latin American Participaçoes Limitada, y presentó una nota con la que acreditó que cuenta que con respaldo técnico de la matriz, es decir, GDF Suez.

Por otro lado, se solicitó información para evaluar la capacidad técnica y económica de quien presentaba la oferta y se comprometía en el contrato a fin de saber si tenía un respaldo técnico importante y, a su vez, capacidad económica para llevar a cabo el proyecto adelante y responder por los compromisos asumidos.

Desde ese punto de vista, podemos decir que con respecto a la capacidad técnica para llevar adelante el proyecto se cuenta con el respaldo de la matriz, en forma expresa, ya que la nota presentada dice que GDF Suez respalda técnicamente a la empresa uruguaya, que es la que se compromete. Asimismo, desde el punto de vista económico, la dinámica del contrato determina la constitución de una garantía por US$ 100:000.000 y, además, en caso de ser necesario realizar obras a lo largo del contrato, que estas puedan ser llevadas a cabo por Gas Sayago y ser descontadas del precio a pagar a GDF Suez, con un tope anual de US$ 20:000.000. Por lo tanto, desde el punto de vista económico, el respaldo con el que cuenta es idéntico al que se tenía con GDF Suez Latin American Participaçoes Limitada; además, el respaldo técnico es el mismo, por lo que económica y técnicamente estamos en idéntica situación, que fue lo que se buscó en el pliego y lo que se consagró.

SEÑOR DELGADO.- De acuerdo a lo que entendí, en caso de que la empresa uruguaya no tuviera capacidad financiera para hacer frente a alguno de los compromisos, Gas Sayago se haría cargo y descontaría dicho monto de lo que tiene que pagar, hasta un tope de US$ 20:000.000 por año.

¿Es así?

SEÑORA RAMÓN.- Exactamente.

Hay que tener en cuenta que este contrato tiene una particularidad, ya que se desarrollarán obras e infraestructura importantes, como la escollera, antes del inicio del pago del canon. Por lo tanto, la empresa invertirá casi US$ 500:000.000 antes de que empiecen a efectuarse los pagos por cuenta de Gas Sayago.

Con respecto a las garantías, como dije, la adjudicataria debe poner como garantía US$ 100:000.000, y Gas Sayago -si lo entiende pertinente- tendrá la posibilidad de realizar obras y de descontarlas, sin que los US$ 20:000.000 mencionados se tomen en cuenta en el monto total de garantía. En realidad, ese dinero es independiente y refuerza dicha garantía.

Desde el punto de vista de Gas Sayago, en un primer escalón tenemos una fianza solidaria, constituida por UTE y Ancap para respaldar los compromisos asumidos por dicha empresa. Además, en forma subsidiaria, se cuenta con la garantía soberana del Estado, que no rige como una excepción para el caso concreto, sino que constituye una garantía genérica, incluida en el artículo 20 de la Ley Nº 15.031, que es la Ley Orgánica de UTE. Esta garantía se aplica -aunque no se hubiera dicho en forma expresa-, a todos los casos en los cuales UTE no cumpla con sus obligaciones. En realidad, el artículo 20 la Ley Orgánica de UTE dice: "Todas las rentas y bienes de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas garantizan con sujeción a las leyes, el pago de las obligaciones que contraiga. En defecto de ello, responde subsidiariamente el Estado".

Entonces, estamos hablando de una fianza solidaria de UTE y Ancap y, en caso contrario, la aplicación de la ley vigente desde 1980, que refiere a la garantía subsidiaria del Estado frente a los incumplimientos de UTE.

SEÑOR MÉNDEZ.- Creo que es importante entender la particularidad de este negocio.

Estamos hablando de una empresa que invertirá en Uruguay US$ 500:000.000 antes de que el Estado uruguayo o alguna empresa del país comience a pagar la deuda. En realidad, no se realizará ningún adelanto de fondos, sino que se llevará a cabo una inversión a puro riesgo, ya que no estamos hablando de un bien que se pueda devolver en caso de que el Estado uruguayo no pague. Sin duda, esta inversión no se podrá trasladar a otro proyecto; inexorablemente quedará en nuestro territorio, considerando que se construirá una escollera y, simplemente, se enterrará piedra tras piedra en el Río de la Plata.

Evidentemente, para la empresa es un negocio de mucho riesgo, porque tiene que confiar en que el Estado uruguayo, a través de Gas Sayago, repagará a lo largo de quince años la inversión que adelantó, tal como explicó la asesora Ramón.

Sin duda, esta es una gran particularidad, porque si una empresa no tiene la certeza de que, efectivamente, va a recuperar la inversión, es difícil que otorgue un adelanto de fondos de esa magnitud. Por supuesto, es un riesgo muy importante, y si la percepción del riesgo hubiera sido mayor hubiéramos tenido que pagar un canon más elevado.

Por tanto, tal como explicó la asesora Ramón, esto no es diferente a lo que siempre se hace con las empresas del Estado. En realidad, como Uruguay es un país que sistemáticamente honra sus contratos, no existen dificultades para que el Estado garantice que pagará lo acordado si la empresa pública no lo hace. Por supuesto, sabemos que eso no tiene ninguna consecuencia, porque las empresas públicas siempre pagan. De todos modos, para el inversor extranjero el hecho de saber que el Estado uruguayo está por detrás de la garantía a los efectos del fiel cumplimiento de un contrato -que, en este caso, es simplemente pagar un canon-, es importante, ya que disminuye la percepción de riesgo.

Por otro lado, no debemos olvidar que la empresa que invierte, no solo adelanta US$ 500:000.000, sino que además, una vez que empiece a cobrar el canon, tiene importantes multas por incumplimiento. Por lo tanto, si por alguna razón el proyecto deja de funcionar, la empresa deberá pagar US$ 2:500.000 por día mientras la planta no esté trabajando, lo cual, naturalmente, se descontará del canon, lo que es un elemento fundamental. Por eso, la empresa tuvo que depositar US$ 100:000.000 extra -esa información salió en la prensa el día de hoy- antes de comenzar la obra.

En definitiva, hay US$ 500:000.000 adelantados que quedarán inexorablemente en nuestro territorio y, además, se cuenta con US$ 100:000.000 como fianza bancaria para

garantizar que, efectivamente, habrá un fiel cumplimiento del contrato por parte de la empresa.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Contestando la pregunta número 12, puedo decir que hemos tenido una excelente relación con la Administración Nacional de Puertos. Lógicamente, la ANP está muy entusiasta con el hecho de dar continuidad -en su momento se detallará-, a través de la escollera que se está construyendo, a una posible sinergia que en su momento se detallará específicamente, a fin de extender a las instalaciones portuarias. Por supuesto, no vamos a referirnos a los problemas -si los hubiere- internos de la Administración Nacional de Puertos, pero puedo decir que tenemos una relación muy fluida con el Directorio, como así también con los técnicos, considerando que se trata de una obra de gran conveniencia para todas las partes y para el país en general, ya que como es sabido, es necesario realizar una expansión del puerto.

Solicito que la pregunta referida a los pescadores y a la pesca sea contestada por la ingeniera Torres.

SEÑORA TORRES.- Lo primero que quiero aclarar con respecto a este tema es que el estudio de impacto ambiental del proyecto de la regasificadora fue realizado por una consultora nacional. Esta consultora se basó, en parte, en información secundaria que recopiló de la Dinara, que tiene muchos antecedentes respecto a los pescadores artesanales, cuenta con los registros y tiene información sobre el tipo de especies que se pescan y sobre las rutas que realizan en la zona. Asimismo, obtuvo información de la Facultad de Ciencias y de otros estudios realizados. También llevó a cabo algunos muestreos específicos en el lugar para caracterizar lo que se denomina el medio receptor del proyecto.

Desde el principio, se identificó que el grupo de pescadores y el área de influencia de su actuación eran un tema clave y constituían un aspecto específico a analizar. En ese sentido, cuando se elaboraron los impactos y se analizó su dimensión, permanencia y magnitud, se concluyó claramente que el grupo de pescadores será afectado por el proyecto, sobre todo, durante la etapa de obras, ya que habrá mucho movimiento debido a la construcción del muro.

Entonces, al reconocerse este aspecto, como condición para el otorgamiento de la autorización ambiental previa, se estableció la realización de las correspondientes negociaciones y el establecimiento de lo que se conoce como medidas de compensación. Estas medidas se establecen cuando no es posible poner en práctica medidas de mitigación para tratar de disminuir la magnitud de los impactos. En este caso, se dio en el grupo de pescadores, por lo que establecerán medidas de compensación, las cuales se están implementando en grupos de trabajo llevados a cabo con los pescadores, la empresa, la Dinara y la Dinama.

También es importante destacar -creo que eso hace al futuro del proyecto- que pese a que se hicieron todos los análisis, siempre se debe tratar de que no surjan otros impactos que, por alguna razón, no fueron considerados. Por ello, la autorización ambiental previa también prevé el establecimiento de una Comisión de Seguimiento, en la que participarían las autoridades de Gobierno y los actores sociales.

Por otro lado, los planes de monitoreo y seguimiento complementan los aspectos de gestión ambiental que, de alguna manera, pueden detectar si surgen nuevos efectos que no fueron considerados en este grupo.

Esa es la información disponible hasta el momento, aunque también se cuenta con otras herramientas para el seguimiento del proyecto.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Pasaremos a responder la pregunta cinco sobre la demanda y a cómo influirá.

En ese sentido, podemos referirnos a la venta de gas a la República Argentina y a cómo está planteada hacia el futuro.

En cuanto a la venta puntual de energía eléctrica, puedo decir que comenzó a efectuarse el 16 de este mes, pero me gustaría que el señor Vicepresidente de UTE nos ilustrara sobre la entrega de energía eléctrica a la República Argentina y los valores relativos.

SEÑOR BRIOZZO.- Esta información es de hace algunos días y, por lo tanto, vieja. Estos negocios son muy pero muy puntuales. Argentina pidió 400 megavatios durante doce horas. Por los consumos que veo, esto se prolongó en horas pero con cantidades menores. El precio fue de US$ 100 por megavatio más el costo variable. El costo variable es el costo del gasoil en Delta del Tigre, que es de US$ 260. De modo que en este momento estamos cobrando US$ 360 el megavatio hora.

En cuanto a las cantidades, hay un bloque compuesto por esos 400 megavatios durante doce horas, más un adicional que ayer andaba en los 140 megavatios. No sé en este momento en cuánto andará.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Pasamos al tema de la venta de gas y sus posibles alternativas. Estamos considerando hasta tres alternativas distintas en cuanto a la negociación. El señor Vicepresidente de Ancap nos ilustrará sobre el tema.

SEÑOR RIET.- Voy a vincular el tema de la venta de gas con el porcentaje accionario, que fue mal utilizado en la prensa y por algunos actores políticos. Se dijo que esta relación 90- 10 entre UTE y Ancap -que el Director Nacional de Energía explicó claramente con respecto a los costos y a los beneficios- era algo novedoso, una sorpresa y hasta se utilizó algún término más vulgar sobre algo que le habría hecho Ancap a UTE.

Quiero expresar que en el acuerdo de accionistas de Ancap y UTE, firmado entre los Presidentes y los Gerentes Generales -en ese momento el Gerente General de UTE era el contador Perroni-, el 7 de setiembre de 2010, bastante antes de entrar en muchos detalles de este proyecto ya se preveía la posibilidad de que al comenzar la segunda etapa del proyecto -la primera iba hasta la adjudicación- tendríamos un plazo de hasta treinta días para definir cuál sería el porcentaje accionario definitivo de las dos empresas, que hasta ese momento era 50- 50. No esperamos a la adjudicación sino que algún tiempo antes llegamos a un acuerdo para establecer esta relación 90- 10, en función de los costos que se veían venir y de las demandas de los mercados que atienden UTE y Ancap.

Esta relación, que tiene que ver con los costos, como bien dijo el Director Nacional de Energía, también tiene que ver con los beneficios. Entonces, falta firmar este acuerdo en detalle con respecto a las exportaciones, pero hay un primer acuerdo que establece que estas serán proporcionales a esa participación accionaria en las obras. No quiero confundir porque la participación accionaria en la empresa Gas Sayago sigue siendo 50- 50. Hay tres series de acciones: una A de Ancap, una B de UTE -que son 50 y 50 y que se representan en el Directorio con igualdad de Directores- y una C que tiene que ver con las inversiones y los beneficios.

Con respecto a las exportaciones, se tendrá en cuenta el porcentaje de inversión y de propiedad del gas natural, más allá de la forma o de quién concrete las exportaciones, aspecto que tampoco está finalizado y que dependerá del nuevo marco regulatorio. No

sólo habrá que hacer inversión de flujo del gasoducto sino que habrá que desarrollar un nuevo marco regulatorio del gas a raíz de la presencia de la regasificadora. Básicamente, se mantendrá esa proporción porque UTE y Ancap tendrán más gas para exportar.

En concreto, del lado argentino ha habido un interés general por todo el proyecto. Como comentábamos antes, Argentina quería una regasificadora de 20:000.000 de metros y no de 10:000.000 escalable a 15:000.000, como la que finalmente hicimos. Los interlocutores han ido cambiando, pero quiero aclarar que, a pesar de otros problemas y dificultades que tenemos en la relación con Argentina, en el sector energético -esta es mi visión, pero creo que es común a todos los que trabajamos en el sector energía- ha habido y sigue habiendo una buena comunicación y relación, más allá de diferencias obvias. Las ventas eléctricas de hoy así lo demuestran. Argentina nunca cortó el gas natural para los domicilios uruguayos, utilizando el mismo criterio que para su interna; algunas veces nos cortó el gas para la industria -como lo hace en la interna, porque no le alcanza- o para la generación eléctrica, pero nunca cortó el gas a domicilio en Uruguay ni en Argentina. Es cierto que hay un tratamiento diferencial en materia de precios, pero esa es otra historia.

A partir de la decisión de Uruguay de hacer este proyecto en forma propia, no binacional, de que se avanzó, de que se llamó a la licitación y de que se adjudicó, empezaron a aparecer los intereses directos de compradores argentinos. Lo digo en plural porque han sido varios. Los interesados del sector privado pretendían alquilar la capacidad de regasificación, tratando de tomar una parte de todo el proceso. Últimamente -fue público, no estoy diciendo nada nuevo-, a partir del nuevo papel y del nuevo paquete accionario de YPF, se han desarrollado un poco más las relaciones con esa empresa. Ancap ha tenido una muy buena relación con la YPF anterior, con la administración de Repsol y con la actual. Tenemos un acuerdo de trabajo en varios temas; tenemos siete u ocho comisiones de trabajo permanentes con YPF. Una de ellas es sobre la compra de gas natural, en la que no se ha llegado a acuerdos específicos o concretos. Es difícil: no sabemos a cuánto vamos a comprar el gas ni cuándo estaremos en condiciones de exportar gas a Argentina, pero esto no está detenido. Hoy tengo que disculpar la ausencia del Presidente de Ancap, quien se encuentra en Argentina hablando con el Presidente de YPF sobre estos temas. Es muy difícil llegar a un acuerdo concreto. Está claro que estamos ofreciendo por unos cuantos años una posibilidad cierta de 5:000.00 diarios y al principio un poco más, y que Argentina está teniendo una demanda insatisfecha de 40:000.000 de metros diarios de gas.

Otro gran tema es que esta posibilidad de abastecerse de Uruguay es con un gasoducto vacío. Cuando llegan los días de mucho frío o de mucho calor -como sucede ahora, que necesitan electricidad y gas-, los gasoductos están llenos y no dan paso al gas que traen desde zonas muy lejanas como Tierra del Fuego, Neuquén o la regasificadora de Bahía Blanca. Nosotros tenemos otras dos ventajas comparativas: la distancia -estamos a 180 o 200 kilómetros de Buenos Aires- y un gasoducto vacío que entra al anillo perimetral de Buenos Aires, que es el lugar de mayor consumo.

Estamos convencidos de que se negociarán contratos -se están estudiando distintas alternativas-, pero sería demasiado apresurado hacerlo ahora, cuando todavía no tenemos información sobre aspectos fundamentales del proyecto, como la compra del gas por parte de Uruguay. Como demuestra la presencia del Presidente de Ancap en la sede de YPF, se está negociando.

SEÑOR DELGADO.- Quiero ratificar a ver si entendí bien. En principio no está definido, pero camino a definirse, que el beneficio de la venta del excedente del gas, en el

caso que se acuerde con Argentina, será proporcional a la ecuación de inversión en la obra y no a la composición societaria de Gas Sayago.

Todavía no está definido quién vende el gas: si cada uno vende su parte en la proporcionalidad adecuada a la inversión, 90- 10, o lo vende uno y reparte los beneficios en esa proporción. Es un tema que se está hablando.

¿Estas apreciaciones son correctas?

SEÑOR RIET.- Son correctas. No está definido, y por eso elípticamente hice alusión al marco regulatorio, que tiene algo que ver. También tiene algo que ver la Ley Orgánica de UTE en cuanto a si este organismo puede o no vender gas; no está en el objeto de UTE vender gas, aunque esa posibilidad se podría agregar a través de una ley.

Hoy por hoy está vigente el monopolio de exportación de Ancap. A Ancap se le quitó el monopolio de importación del gas. Esa es la situación regulatoria que tenemos hoy, pero habrá que adecuarla. Eso será materia de trabajo el año que viene.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Abordaremos las dos preguntas referidas a la incorporación de la energía eólica y al traslado a los consumidores. Hemos estudiado muy profundamente los balances de la matriz energética y la importancia que tiene una planta regasificadora como elemento de respaldo rápido, lo que es fundamental, a la variabilidad que tienen los vientos y por lo tanto a la generación de energía eólica.

El doctor Méndez nos ilustrará sobre el tema.

SEÑOR MÉNDEZ.- En la gráfica que mostré en algún momento de la presentación -con tanta información que brindé seguramente pasó desapercibido- quise trasmitir explícitamente que la estimación de la demanda incluye la incorporación de energía eólica actualmente prevista, concretamente, 1.300 megavatios para fines de 2015 y comienzos de 2016 y luego una incorporación de cerca de 100 megavatios de energía eólica anuales hasta el año 2035, cuando terminan los veinte años.

Debo decir que se incluye la hipótesis de Brasil. Ese país maneja, al igual que nosotros, modelos de planificación eléctrica, con los cuales uno puede estimar cuál es la disponibilidad estimada con diferentes fuentes de generación de energía eléctrica y esto fue incluido en el modelo de simulación de la cantidad de gas natural que vamos a estar demandando. O sea que tanto la información de Brasil como la información de la cantidad de energía eólica fue incorporada a las estimaciones que se realizaron.

Con relación a la pregunta sobre el traslado a los consumidores, debo decir que hay dos tipos. Uno tiene que ver con la disminución del costo de gas natural -como decíamos-, con el hecho de que efectivamente los consumidores de gas natural van a recibir un gas más barato, porque hoy el gas entra al país a US$ 25, entre el costo en boca de pozo -como se dice en Argentina- más el transporte interno argentino, más los impuestos de exportación de ese país, de retenciones. Con la regasificadora el gas va a ingresar al país alrededor de US$ 10 más barato. Es una disminución de US$ 10 por millón de BTU en el costo del gas que llega a los hogares y a las industrias.

En cuanto a la generación eléctrica, seguramente la gráfica da la respuesta al señor Diputado. Allí se muestran los valores medios, esto es con un año de lluvias medias. En la línea del medio azul, entre los años 2011 y 2029, se observa que cuando esté terminada la introducción de la regasificadora, además de la energía eólica, los costos de generación disminuyen alrededor de un 30% y naturalmente eso va a parar a tarifas, dado que nadie se lleva las utilidades excepto los pequeños vertimientos a Rentas Generales.

En lo que tiene que ver con el otro tema relativo a la dependencia y la vulnerabilidad con relación a las lluvias, en la gráfica se muestra que hoy en día tenemos una gran diferencia entre los costos en un año de lluvias secas y en años lluviosos. En la siguiente gráfica tenemos que son cerca de US$ 70 por megavatio/hora de diferencia de costo de generación medio entre un año lluvioso y un año seco. Esta incorporación de la energía eólica más la regasificadora reduce prácticamente a la tercera parte esa variabilidad. Con esto la vulnerabilidad climática se reduce de una manera muy significativa, lo cual es una buena noticia para la macroeconomía, para el Ministerio de Economía y Finanzas, porque no va a haber grandes déficits fiscales. Como se puede ver en esa gráfica, hasta el fin de este período, en el año 2030, se mantiene prácticamente constante la variabilidad, que se reduce en un 70%.

SEÑOR BATTISTONI.- Se mencionaron unidades de metros cúbicos para almacenamientos, ¿esto implica líquidos?

SEÑOR MÉNDEZ.- Así es.

SEÑOR BATTISTONI.- Y también hay metros cúbicos para gas.

SEÑOR MÉNDEZ.- Sí.

Se dice que la capacidad de almacenamiento es de 263.000 metros cúbicos de gas licuado. Para saber cuánto significa esto en metros cúbicos en estado gaseoso, se debe multiplicar por 600. O sea que estamos hablando de cerca de 100:000.000 de metros cúbicos de gas almacenado. Si estamos hablando de un promedio de 2:000.000 de metros cúbicos de consumo diario, esto equivale a cincuenta días de consumo de gas del país que está almacenado allí dentro.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Sobre la compra de Brasil cuando convenga, porque sea más barato, etcétera, quiero decir que estos temas tienen que ver con lo que hemos avanzado en la relación con ese país, con el hecho de buscar por parte de ambos Presidentes una integración que en el tema energético tiene uno de sus puntos más importantes. Estamos en condiciones de responder, en función de que estamos estudiando la integración de ambos sistemas de una manera gradual.

Actualmente estamos en momentos de propuestas; obviamente, la interconexión eléctrica de 500 megavatios, que a mitad del año que viene estará lista, va a ayudar mucho porque hoy tenemos una interconexión baja, de 70 megavatios. El tema de cómo entran las máquinas y de cuáles son las más baratas es de los más importantes de una integración: dar la optimización completa al sistema y no optimizaciones parciales.

SEÑOR MÉNDEZ.- Efectivamente conocemos, por el gran vínculo con las autoridades energéticas brasileñas y con el Gobierno de ese país, las estimaciones de los costos medios en Brasil. Esto nos permite tener una estimación modelada -por supuesto- de qué cantidad de energía eléctrica podemos importar de Brasil y qué cantidad podemos exportar a Brasil. En este sentido, tenemos que entender que nuestra visión general de largo plazo en materia energética es ubicar a Uruguay como un hub energético para la región. Nosotros vamos a estar en condiciones de tener, por momentos, muchos excedentes energéticos, en particular excedentes eléctricos; tener la fuerte interconexión existente con Argentina sumada a la fuerte interconexión que estará pronta el año que viene con Brasil en materia eléctrica, nos da la posibilidad de tener tres formas diferentes de vender nuestros excedentes. Por un lado, vender gas argentino y, por otro, vender electricidad la que, a su vez, puede haber sido generada por gas natural, tanto al mercado argentino como al mercado brasileño.

Por lo tanto, la visión que tenemos de nosotros es de un Uruguay como hub energético que va a poder vender excedentes de energía eólica, de energía fotovoltaica, eventualmente de energía hidráulica -que no es controlable por el hombre-, tanto al mercado argentino como al brasileño. Tener dos mercados abiertos es fundamental para evitar la situación que tenemos hoy. Uno es tan dependiente cuando tiene un único vendedor como cuando tiene un único comprador; tener dos mercados abiertos es fundamental para poder vender mejor los excedentes. También está la posibilidad de vender el excedente de gas natural, ya sea en forma de gas a Argentina como en forma de electricidad a Argentina o a Brasil. Asimismo, existe la posibilidad de comprar en Brasil y en Argentina, eventualmente cuando en esos países la energía esté más barata que en Uruguay.

El tercer elemento -por eso lo de hub- es la posibilidad de que, en particular, la electricidad brasileña fluya hacia Argentina, y viceversa -aunque es más difícil-, pasando por territorio uruguayo y pagando un peaje por el uso de nuestra conversora de frecuencia y por la utilización de nuestras redes. Todo eso está colocado en estos modelos con cierta probabilidad de ocurrencia en diferentes escenarios y se analizaron las diferentes sensibilidades, en función de la variación de escenarios, para ver los posibles modelos de negocios que pueden llegar a existir.

En cuanto a los vínculos con Brasil a los que hacía referencia el señor Ministro, estamos en un momento muy interesante. El Presidente Mujica y la Presidenta Rousseff dieron mensajes claros a las autoridades energéticas de avanzar en el sentido de la integración y en este momento estamos trabajando muy bien con nuestros pares brasileños. Confiamos en que dentro de poco tiempo vamos a poder proponer soluciones concretas que, naturalmente, se traerán al Parlamento.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Con esto damos por contestadas las preguntas realizadas; de todas maneras, estamos abiertos a realizar alguna aclaración adicional.

SEÑOR DELGADO.- Agradezco la actitud y la voluntad del señor Ministro y de su equipo en contestar las preguntas. Este no es un tema que se termine acá, sino que está por empezar, por así decirlo.

La información que nos deja el Ministerio y contar con la posibilidad de que se nos envíe la otra información que solicité será importante para evaluar y estudiar tranquilamente este tema.

En una nueva comparecencia, una vez que estén iniciadas las obras y ya en una fase empezada de la regasificadora, se podrá hacer una primera puesta a punto de la información porque seguramente surgirán nuevas dudas, aunque también coincidencias.

SEÑOR PRESIDENTE.- Antes de despedir al señor Ministro quiero dejar constancia del ingreso a la Comisión del proyecto de ley Carpeta N° 2662 que hace referencia a la portabilidad numérica móvil, tema que quedará en agenda para el año que viene.

En nombre de toda la Comisión agradezco la presencia del señor Ministro y de todos sus acompañantes en el día de hoy para el tratamiento de temas que son muy importantes y que seguramente seguirán estando en la agenda de la Comisión y en el trabajo colectivo que ha caracterizado nuestra relación con el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

También quiero agradecer a los integrantes de la Comisión y particularmente quiero dejar constancia de la presencia de los señores Diputados Carballo y Battistoni, quienes con el señor Diputado Delgado y quien habla aseguraron que esta sesión pudiera llegar

hasta el final con su trabajo del día de hoy; correspondía hacerlo, es nuestra tradición por los temas que se trataron, que lo ameritaban, y por respeto a los Diputados que convocaron a quienes hoy nos visitan.

Asimismo, quiero agradecer al señor Ministro el constante trabajo y la constante relación con nuestra Comisión. Les quiero desear a todos un muy buen año, que seguramente será de intenso trabajo y, con seguridad -lo adelanto-, con muchas presencias suyas en este ámbito.

SEÑOR MINISTRO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA.- Gracias al señor Presidente y a los señores Diputados; ha sido una sesión muy interesante, muy profunda en el análisis y eso nos ha reconfortado a todos.

Muchas felicidades y nos estaremos viendo.

SEÑOR PRESIDENTE.- A nuestras compañeras secretarias y a todos los funcionarios que hacen posible el trabajo de esta Comisión, gracias por un año de trabajo y muy feliz año el que nos espera.

Se levanta la reunión.

≠